

Masterarbeit

Untersuchung des technischen und ökonomischen Potentials
von Energiespeichern in Gewerbe-Bestandsimmobilien

Integration von CO₂-neutraler Energieerzeugung und Elektromobilität
durch optimierte und vorhersagebasierte Betriebsstrategien

Zur Erlangung des Grades „Master of Engineering“

Vorgelegt von: Keno Oltmanns
Matrikelnummer: 5021401

Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Christian Mehler
Zweitprüfer: Jan-Simon Telle, M.Sc.

Bearbeitungszeitraum 15.11.2019 - 18.05.2020

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Alle Stellen dieser Arbeit, die wortwörtlich oder sinngemäß aus anderen Quellen übernommen wurden, wurden als solche kenntlich gemacht. Zudem ist die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Form oder auszugsweise im Rahmen einer anderen Prüfung noch nicht vorgelegt worden.

Grafschaft, 13.05.2020

Ort, Datum

Neno Althaus

Unterschrift

Danksagung

Danken möchte ich zunächst dem DLR-Institut für vernetzte Energiesysteme e.V. in Oldenburg, das mir diese Arbeit ermöglicht hat.

Mein besonderer Dank gilt Jan-Simon Telle, der mir als Betreuer und Projektleiter stets freundlich, hilfsbereit und mit unzähligen Ratschlägen zur Seite stand. Thomas Steens danke ich für die Anregungen zur programmiertechnischen Umsetzung meiner Simulation. Auch danke ich Benedikt Hanke für die Unterstützung in allen Lebenslagen sowie die stets konstruktive Kritik zu meiner Arbeit.

Mein Dank gebührt auch Prof. Dr.-Ing. Christian Mehler für die professionelle Betreuung meiner Masterarbeit seitens der Hochschule Bremen.

Meiner Freundin Anna Lisa danke ich für die mentale Unterstützung, Motivation und Kraft in dieser Zeit. Auch meinen fleißigen Korrekturlesenden, Kommilitonen und Freunden möchte ich an dieser Stellen meinen Dank aussprechen.

Zuletzt danke ich meinen Eltern, die mich immer mit Rat und Tat unterstützt haben.

Diese Arbeit widme ich nun von Herzen Dir, Papa. Du hast mich stets gefördert und mir das Studium in dieser Form ermöglicht und bist in diesem Jahr viel zu früh von uns gegangen.

Habt Dank!

Keno Oltmanns

Kurzfassung

Speichersysteme können zu einem verträglichen Ausbau von erneuerbaren Energien und Elektromobilität beitragen, indem Erzeugung und Verbrauch lokal aufeinander abgestimmt werden. Ein interessantes Anwendungsgebiet dafür bietet das Gewerbe. Hier kann der Speicher einerseits zur Erhöhung des Eigenverbrauchs der erneuerbaren Energieanlage beitragen und damit den Strombezug aus dem öffentlichen Netz reduzieren. Andererseits können Lastspitzen, die durch die Integration der E-Mobilität verstärkt werden, unter dem Stichwort „peak shaving“ reduziert und somit die Kosten für den Jahresleistungspreis im Unternehmen gesenkt werden.

In dieser Arbeit wird der Einsatz eines Speichersystems in Mehrmieter-Gewerbeimmobilien unter technisch-ökonomischen Aspekten untersucht. Hiefür wurden fünf verschiedene Szenarien erarbeitet, die unterschiedliche Ausprägungen von erneuerbaren Energieanlagen und Elektromobilität im Energiesystem beleuchten - sowohl für das Jahr 2019 / 2020 als heutige Betrachtung als auch für das Jahr 2030 als zukünftige Betrachtung. Durch eine entwickelte Simulation wurde für jedes Szenario die optimale Speicherdimensionierung ermittelt und wirtschaftliche sowie technische Kennzahlen berechnet. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Speicher in allen modellierten Systemkonstellationen, sowohl heute und noch mehr in Zukunft, sinnvoll ist und wirtschaftliche Vorteile mit sich bringt. In diesen Fällen amortisiert sich das Speichersystem deutlich vor dem Ende der Betrachtungszeit. Die Betrachtung unterschiedlicher Ladestrategien der Elektromobilität hat zudem gezeigt, dass ein gesteuertes, „smarteres“ Laden der Fahrzeuge ebenfalls Lastspitzen reduziert und die Gesamtkosten senkt. Der Anwendung im Rahmen von Mehrmieter-Gewerbeimmobilien stehen jedoch hemmende, komplexe rechtliche Rahmenbedingungen im Wege, auf die in der Arbeit intensiv eingegangen wird.

Abstract

Storage systems can contribute to a compatible implementation of renewable energies and electro-mobility by locally synchronizing generation and demand of power. An interesting field of use appears in commercial buildings where a storage system provides two fields of application. On the one hand, it can increase the self consumption rate of the renewable power plant while reducing demand for electricity from the grid. On the other hand, peak loads of the energy system, which may be increased by integrating electric vehicles, can be reduced by the storage system under the name „peak shaving“. This achieves annual cost savings for the company.

This thesis investigates storage systems in more-tenant commercial buildings under techno-economic aspects. To take a closer look at different constellations of renewable energy plants and electro-mobility in the energy system, five scenarios were developed. Each one is applied to the years 2019 / 2020 and 2030. With a developed simulation model the optimal storage dimensioning was determined for every scenario, and economical and technical key performance indicators were calculated. The results show that a storage system is useful in any modeled system constellation of the energy system and provides economic benefits not only today but even more in the future. In these cases the storage system amortized several years before the end of the observation period. The investigation of different charging strategies for electric vehicles shows that by using controlled, „smart“ charging instead of uncontrolled, „dumb“ charging, peak loads and therefore annual costs can be reduced. However, the application of storage systems in more-tenant commercial buildings is restricted by the complex and inhibiting legislative framework which is intensively investigated in this thesis.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	vii
Abbildungsverzeichnis	ix
Tabellenverzeichnis	x
1 Einleitung	1
1.1 Fragestellung und Zielsetzung	3
1.2 Methodik	4
1.3 Aufbau der Arbeit	5
1.4 Abgrenzung zur aktuellen Forschung	5
2 Speicher, Elektromobilität und rechtlicher Rahmen	7
2.1 Einsatzgebiete und Betriebsstrategien von Gewerbespeichern	7
2.2 Speichertechnologien - Anforderungen, Dimensionierung und Technologievergleich	8
2.2.1 Anforderungen an das Speichersystem - Key Performance Indicators	9
2.2.2 Eingrenzung der Speichertechnologien	10
2.2.3 Elektrochemische Speichersysteme - „Batteriespeicher“	11
2.3 Elektromobilität und Ladestrategien	16
2.3.1 Laden am Arbeitsplatz	16
2.3.2 Ladeinfrastruktur und Ladevarianten	17
2.3.3 Ladestrategien	17
2.4 Rechtliche Rahmenbedingungen und derzeitige Einschränkungen	19
2.4.1 Einordnung von Speichern im Energiewirtschaftsrecht	19
2.4.2 Abgaben, Umlagen und Befreiungen bei der Energiespeicherung	20
2.5 Vermarktungsmodelle und Betriebsformen	22
2.5.1 Mieterstrommodell	23
2.5.2 EEG-Einspeisevergütung - bis 100 kW Anlagenleistung	23
2.5.3 Direktvermarktung - ab 100 kW Anlagenleistung	23
2.5.4 Die Kundenanlage als Betriebsform	24
2.6 Eigenverbrauch und rechtliche Hemmnisse	24
2.6.1 Lockerung der Eigenverbrauchsdefinition auf EU-Ebene	25
2.6.2 Einstufung als Energieversorgungsunternehmen und Gewerbesteuerbefreiung	25
2.7 Technische Anschlussbedingungen	26

2.8	Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	27
2.8.1	Abschreibung und Annuität	27
2.8.2	Kosten- und Gewinnvergleichsrechnung	27
2.8.3	Amortisationsrechnung	28
3	Datengrundlage und Datenaufbereitung	29
3.1	Gebäudelast	29
3.2	PV-Erzeugung	31
3.3	E-Mobilität ungesteuert - „dumb charging“	33
3.3.1	Vorarbeit im Projekt EMGIMO - „come and go“	33
3.3.2	Eigene Erweiterung der ungesteuerten E-Mobilität	34
3.3.3	Finale Datengrundlage zum ungesteuerten Laden	35
3.4	E-Mobilität gesteuert - „smart charging“	36
4	Modellierung	39
4.1	Oemof als Simulationsframework	39
4.1.1	Komponenten	39
4.1.2	Investment-Modul und Kosten im oemof-Modell	40
4.1.3	Solver - Optimierungsproblem: minimale Kosten	41
4.2	Aufbau und Berechnungsgrundlagen des Simulationsmodells	42
4.2.1	Einlesen der Datengrundlage und Simulationsparameter	42
4.2.2	Referenzszenario berechnen	43
4.2.3	Simulation und Optimierung in oemof	44
4.2.4	Vergleich des Referenz- und oemof-Szenarios mittels Kennzahlen	46
4.2.5	Speicherung aller Flüsse, Parameter und Kennzahlen sowie Visualisierung	47
4.3	Referenzspeicher und Simulationsannahmen	47
4.3.1	Simulationsannahmen 2030	49
4.3.2	Registrierende Leistungsmessung	50
4.4	Kostenabgrenzung des Speichers	50
5	Szenarien und Ergebnisse	52
5.1	Szenario I - Keine PV-Anlage oder E-Mobilität	52
5.1.1	Kostenbestandteile	53
5.1.2	Ergebnisse - 2019 / 2020 und 2030	53
5.1.3	Sonderfall Jahresbenutzungsstunden	54
5.2	Szenario II - PV-Anlage und Speicher ohne Netzbezug	55
5.2.1	Kostenbestandteile	56
5.2.2	Ergebnisse - 2019 / 2020 und 2030	56
5.3	Szenario III - PV-Anlage, E-Mobilität ungesteuert und Speicher ohne Netzbezug	58
5.3.1	Ergebnisse - 2019 / 2020 und 2030	59
5.3.2	Sonderfall Jahresbenutzungsstunden	60
5.4	Szenario IV - PV-Anlage, E-Mobilität gesteuert und Speicher ohne Netzbezug	61
5.4.1	Ergebnisse - 2019 / 2020 und 2030	61

5.5	Szenario V - PV-Anlage, E-Mobilität gesteuert und Speicher mit Netzbezug .	62
5.5.1	Kostenbestandteile	63
5.5.2	Ergebnisse - 2019 / 2020 und 2030	64
6	Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse	66
6.1	Gewerbespeichereinsatz heute (2019 / 2020)	66
6.1.1	Speicherdimensionierung und Vergleich der Systemkennzahlen	66
6.1.2	Wirtschaftlichkeit	67
6.2	Gewerbespeichereinsatz in Zukunft (2030)	68
6.2.1	Speicherdimensionierung und Vergleich der Systemkennzahlen	68
6.2.2	Wirtschaftlichkeit	69
6.2.3	Fazit des Speichereinsatzes heute und in Zukunft	71
6.3	Kritische Betrachtung	71
6.3.1	Oemof - perfekte Prognose	71
6.3.2	Keine Mehrmieter-Betrachtung	71
6.3.3	Netztarife	72
7	Zusammenfassung und Fazit	73
8	Ausblick	77
	Literaturverzeichnis	xi
	Anhang	xx

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
AfA	Absetzung für Abnutzung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
DC	Gleichstrom
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E-Mobilität	Elektromobilität
EmoG	Elektromobilitätsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
KPI	Key Performance Indicator
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LFP	Lithium-Eisen-Phosphat
LMO	Lithium-Mangan-Oxid
LNMC	Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid
LSV	Ladesäulenverordnung
LTO	Lithium-Titanat
MS	Mittelspannung
NaNiCl ₂	ZEBRA-Batterie
NaS	Natrium-Schwefel
NCA	Lithium-Kobalt-Aluminium
NiCd	Nickel-Cadmium
NiMH	Nickel-Metall-Hydrid
NMC	Lithium-Mangan-Kobalt
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität

NS	Niederspannung
oemof	Open Energy Modelling Framework
PV	Photovoltaik
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II
ROG	Raumordnungsgesetz
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
TAR	Technische Anschlussregeln
V2G	Vehicle-to-Grid
VRFB	Vanadium-Redox-Flow-Batterie
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
ZBFB	Zink-Brom-Flow-Batterie

Abbildungsverzeichnis

2.1	Elektrische Speichertechnologien nach Klasse und Anwendungstyp, in Anlehnung an [44]	10
2.2	Entwicklung Lithium-Ionen-Batterien [64]	13
3.1	Typischer Lastgang der Gewerbeimmobilie	31
3.2	Aufbereitete PV-Erzeugungsdaten mit Jahresdauerlinie	32
3.3	Hohe Lastspitzen durch ungesteuertes Laden im wöchentl. Verlauf	36
3.4	Flache und verteilte Lastspitzen durch gesteuertes Laden	38
3.5	Jahreslastgang der gesteuerten und ungesteuerten E-Mobilität	38
4.1	Komponenten in oemof - eigene Darstellung nach [57]	40
4.2	Flussdiagramm zum entwickelten Simulationsmodell	42
4.3	Beispielhafter Aufbau eines Modells mit oemof	44
5.1	Modellaufbau Szenario I - Speicher mit Netzbezug	52
5.2	Modellaufbau Szenario II - PV-Anlage und Speicher ohne Netzbezug	55
5.3	Modellaufbau Szenario III - PV-Anlage, ungesteuerte E-Mobilität und Speicher ohne Netzbezug	58
5.4	Modellaufbau Szenario V - PV-Anlage, gesteuerte E-Mobilität und Speicher mit Netzbezug	63
6.1	Speicherdimensionierung je Szenario, 2019 / 2020 und 2030	68
6.2	Kosten und Gewinn des Speichers, 2019 / 2020 und 2030	69
6.3	Amortisation und Gewinn des Speichers, 2019 / 2020 und 2030	70

Tabellenverzeichnis

3.1	Kennzahlen des Datensatzes zur Gebäudelast	30
3.2	Kennzahlen des Datensatzes zur PV-Erzeugung	32
3.3	Beispieltag (10.05.2019) in den „come and go“-Daten	34
3.4	Auszug aus der finalen Datengrundlage zur ungesteuerten E-Mobilität	35
3.5	Kennzahlen des Datensatzes zur ungesteuerten E-Mobilität	36
3.6	Kennzahlen des Datensatzes zur gesteuerten E-Mobilität	37
4.1	Übersicht der verwendeten Kennzahlen beziehungsweise KPI	46
4.2	Übersicht der Simulationsparameter- und Annahmen 2019 / 2020	47
4.3	Übersicht der Simulationsparameter- und Annahmen 2030	49
5.1	Ergebnisse Szenario I - 2019 / 2020 und 2030	54
5.2	Alternative Ergebnisse Szenario I - 2019 / 2020 und 2030	55
5.3	Ergebnisse Szenario II - 2019 / 2020 und 2030	57
5.4	Ergebnisse Szenario III - 2019 / 2020 und 2030	59
5.5	Alternative Ergebnisse Szenario III - 2019 / 2020 und 2030	60
5.6	Ergebnisse Szenario IV - 2019 / 2020 und 2030	61
5.7	Ergebnisse Szenario V - 2019 / 2020 und 2030	64

1 Einleitung

Der Klimawandel ist heutzutage ein zentrales Thema und im öffentlichen Leben viel diskutiert. Die Bundesregierung hat bis zum Jahre 2030 und darüber hinaus engagierte Ziele definiert, um dem Klimawandel entgegenzuwirken: Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen um 55 % gegenüber dem Niveau von 1990 reduziert werden - bis 2050 um 80 – 95 % [8]. Die Energiewirtschaft respektive der Stromsektor ist für circa 40 % der Treibhausgasemissionen Deutschlands verantwortlich. Daher ist der Ausbau der CO₂-neutralen erneuerbaren Energien - beispielsweise Windenergie, Photovoltaik (PV), Wasserkraft und Biomasse - zur Bereitstellung elektrischer Energie ein Kernaspekt der Klimaschutzziele [7, 8]. Seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 haben Subventionen und verbindliche Einspeisevergütungen dazu beigetragen, dass im Jahr 2018 rund 40,6 % der Nettostromerzeugung Deutschlands durch die erneuerbaren Energien erbracht werden konnten [5, 28]. Bis zum Jahr 2050 sieht das EEG vor, dass die erneuerbaren Energien mindestens 80 % des elektrischen Energiebedarfs decken [5]. Somit werden sie künftig die Primärquelle zur Deckung des Energiebedarfs darstellen. Insofern ist auch ein weiterer, stetiger Zubau von erneuerbaren Energieanlagen in den kommenden Jahren beziehungsweise Jahrzehnten notwendig. [8].

Der starke Zubau regenerativer Energien bringt jedoch große Herausforderungen an die Stabilisierung des Stromnetzes mit sich. Dies ist Prognoseunsicherheiten sowie der Wetterabhängigkeit erneuerbarer Energien geschuldet, die unweigerlich zu einer fluktuierenden Stromerzeugung führen; beispielsweise bei bedecktem Himmel oder Windflauten. Aus diesem Grund kann es zu einem Ungleichgewicht aus eingespeister und verbrauchter Energie im Stromnetz kommen, was Frequenzschwankungen zur Folge hat. [79] Um die Netzfrequenz innerhalb der Toleranz zu halten und damit eine Versorgungssicherheit zu gewährleisten, spielen Regelleistungssysteme eine entscheidende Rolle. Um einen Überschuss oder ein Defizit im Stromnetz zu kompensieren, werden Kraftwerke beispielsweise kurzfristig hoch- und runtergefahren oder Lasten hinzu- oder abgeschaltet. [90] Zudem können Speichersysteme als Flexibilitätsoption genutzt werden, um Schwankungen im Stromnetz auszugleichen. Hierbei kann im Falle eines Überschusses Energie gespeichert und bei Bedarf wieder abgegeben werden. Sie stellen jedoch oftmals die teuerste Form der Bereitstellung von Regelleistung dar. In den nächsten Jahren beziehungsweise Jahrzehnten werden sie durch den zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle bei der Netzstabilisierung spielen. [79] Speichersysteme bieten sich jedoch nicht nur zur Bereitstellung von Regelleistung an. Durch sinkende Anschaffungskosten von Batteriespeichern und eine steigende Preisdifferenz zwischen Strombezugspreis und fester EEG-Einspeisevergütung bieten sich solche Speichersysteme beispielsweise für viele Betreiber von PV-Anlagen an, um den Eigenverbrauch zu optimieren [79]. Auch können Energiespeicher dabei helfen, Erzeugung und Verbrauch lokal

zeitlich zu synchronisieren [29], wodurch ein Infrastrukturausbau minimiert werden kann. Vorhersagebasierte Betriebsstrategien können darüber hinaus einen Beitrag dazu leisten, das vorgelagerte Netz zu entlasten, indem Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen lokal abgedeckt werden. [29]

Neben dem Stromsektor ist auch der Verkehrssektor ein großer Mitverursacher von Treibhausgasemissionen. In Deutschland hat er einen Anteil von 18 % am Gesamtausstoß. [7, 8] Daher hat die Bundesregierung beschlossen, bis zum Jahre 2020 eine Million und bis 2030 fünf Millionen Elektrofahrzeuge in Umlauf zu bringen [11]. Um dieses Ziel zu erreichen, wird die Anschaffung von Elektrofahrzeugen sowie der Ausbau der Ladeinfrastruktur mitunter stark gefördert beziehungsweise subventioniert [52]. Die private Ladeinfrastruktur macht dabei den größten Anteil aus [52]. Unter die private Ladeinfrastruktur fällt auch das Gewerbe [16, 53]. Zudem sind Konzepte wie das Laden am Arbeitsplatz Gegenstand aktueller Forschung und werden bereits gefördert und erprobt [27, 52, 53].

Für den Netzbezug im Gewerbe entstehen neben dem jährlichen Stromverbrauch auch Kosten durch den jährlich abgerechneten Leistungspreis, der durch die maximale aus dem Netz bezogene Leistung bestimmt wird [29]. Daher kann es sich lohnen, einen Speicher auch zur Kappung von Leistungsspitzen einzusetzen und somit Kosten zu sparen.

Grundsätzlich werden Speicher also einerseits notwendig, um Schwankungen im Stromnetz auszugleichen. Andererseits bieten sie die Möglichkeit, den Eigenverbrauch beispielsweise der PV-Anlage zu erhöhen, den Netzbezug zu verringern und damit Kosten aus Sicht des Betreibers zu senken. Diese Vorteile geben den Anlass, den Einsatz von stationären Energiespeichern unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten sowie hinsichtlich der rechtlichen Rahmenbedingungen zu untersuchen. Angewandt wird diese Untersuchung hierbei auf Mehrmieter-Gewerbeimmobilien, da auch der private Sektor - wie zum Beispiel das Gewerbe - einen wichtigen Teil zur verträglichen Integration von erneuerbaren Energieanlagen und E-Mobilität in das Energiesystem beisteuern kann.

Einen Rahmen für diese Betrachtung bietet das Projekt EMGIMO (Forschungsinitiative EnEff.2050.Gebäude vom BMWi, Förderkennzeichen 03EGB0004G), das seit 2017 von dem DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e.V. und weiteren Projektpartnern durchgeführt wird. Anhand eines Mehrmieter-Pilotgebäudes in München, das eine 99,9 kWp PV-Anlage, Ladesäulen für Elektroautos sowie hochaufgelöste Messsysteme für die Ermittlung des Strombedarf besitzt, wird im Projekt untersucht, wie sich Elektromobilität (E-Mobilität) und CO₂-neutraler Strom in Gewerbegebäuden netzverträglich integrieren lassen. Ziele des Projektes sind ein wirtschaftlich tragfähiges und übertragbares Konzept zur Versorgung von Gewerbeimmobilien sowie eine gesteigerte und optimierte Eigenstromversorgung. Außerdem wird untersucht, wie ein flexibles Lastmanagement geschaffen werden und die E-Mobilität in den Gebäudebestand integriert werden kann, ohne die Hausanschlussleistung zu erhöhen. Damit soll der Netzausbau minimiert, Infrastrukturkosten gesenkt und Netzentgelte aus Unternehmenssicht reduziert werden. [18, 23, 33]

1.1 Fragestellung und Zielsetzung

Im Rahmen dieser Arbeit wird untersucht, ob der Einsatz eines stationären Speichers in Gewerbeimmobilien, in Verbindung mit erneuerbaren Energieanlagen und E-Mobilität, aus technischer und wirtschaftlicher Sicht heutzutage und in Zukunft möglich und sinnvoll ist. Auch wird untersucht, ob der rechtliche Rahmen dafür grundsätzlich vorhanden ist oder Einschränkungen bestehen. Daraus ergeben sich die folgenden Fragestellungen:

- Welche Speichertechnologie ist besonders für den untersuchten Gewerbeeinsatz geeignet?
- Welche aktuellen Rahmenbedingungen und gegebenenfalls Restriktionen gelten für den Einsatz eines Gewerbespeichers (in Mehrmieter-Gewerbeimmobilien)?
- Ist ein wirtschaftlicher Einsatz eines Speichers in (Mehrmieter-)Gewerbeimmobilien bereits heute beziehungsweise in Zukunft möglich?
 - Bis zu welchem Grad lässt sich der Eigenverbrauch steigern und die Netzbezugsleistung reduzieren?
 - Wie hoch sind die Kosteneinsparungen durch den Einsatz eines Speichers, sofern es welche gibt?
- Welchen Einfluss haben die PV-Anlage sowie die Integration der E-Mobilität auf ein Speichersystem und dessen Kosten?
- Wie kann ein Speicher bei der Integration von PV-Anlagen und E-Mobilität auf Gewerbeebene helfen und wie wirkt sich dies auf die Gesamtkosten, sowohl heute als auch in Zukunft, aus?
- Wie wirken sich veränderte finanzielle und rechtliche Rahmenbedingungen auf den Speichereinsatz in der Zukunft (2030) aus?
- Sind die Ergebnisse beziehungsweise die Simulation auf Gewerbe- beziehungsweise Mehrmieter-Gewerbeebene übertragbar?

Ziel dieser Arbeit ist es somit primär, das technische und ökonomische Potenzial von stationären Energiespeichern in (Mehrmieter-)Gewerbeimmobilien unter Berücksichtigung des rechtlichen Rahmens aufzuzeigen. Zudem sollen die positiven und negativen Einflüsse von PV-Anlagen und unterschiedlichen Ansätzen der E-Mobilität auf das kleinräumige Energiesystem beleuchtet werden. Um die Fragestellung beantworten zu können, soll eine Simulationsumgebung mit dem Modellierungsframework oemof aufgebaut und alle Systemkomponenten implementiert und modelliert werden. Durch diese Simulation soll die optimale Dimensionierung des Speichers unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte in unterschiedlichen Betrachtungsfällen ermittelt werden.

1.2 Methodik

Grundsätzlich umfasst die Methodik die Literaturrecherche und Auswertung dieser. Des Weiteren werden reale Datensätze zur PV-Erzeugung und Gebäudelast, die im Pilotgebäude des Projekts EMGIMO erfasst wurden, aufbereitet und eine Datengrundlage zur E-Mobilität entwickelt. Das Kernstück der Arbeit bildet die erstellte Simulation. In diese werden die aufbereiteten und entwickelten Daten eingebunden, um die optimale Dimensionierung des Speichers unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte ermitteln zu können.

Um die beiden Systemkomponenten, Speicher und E-Mobilität, möglichst realitätsnah abbilden zu können, müssen Literaturrecherchen durchgeführt und Annahmen getroffen werden. Für die Nutzung der realen PV- und Gebäudelastdaten ist aufgrund kurzzeitig fehlerhafter Messtechnik eine Datenaufbereitung notwendig, bei der insbesondere fehlerhafte und fehlende Werte entfernt und anschließend aufgefüllt werden.

Die gesamte Datengrundlage wird auf den Zeitraum eines Jahres ausgelegt (vom 05.03.2019 bis zum 05.03.2020), um insbesondere die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu vereinfachen. Zudem liefert die PV-Anlage erst seit dem 05.03.2019 zuverlässig Messwerte.

Die Modellierung der E-Mobilität wurde anhand zweier Ansätze umgesetzt, für die im Rahmen des Projekts EMGIMO bereits Vorarbeit geleistet wurde. Beide Datengrundlagen zur E-Mobilität sind auf die Gewerbeimmobilie zugeschnitten, basieren auf den selben Annahmen und modellieren das Ankommen verschiedener Elektrofahrzeuge weitestgehend nach dem Zufallsprinzip.

Zur Entwicklung der eigentlichen Simulation wird die Programmiersprache Python und das Open Source Simulationsframework oemof verwendet - der Aufbau ist in Kapitel 4.2 beschrieben. Insgesamt werden fünf unterschiedliche Systemkonstellationen beziehungsweise Szenarien entwickelt und simuliert. Die Simulationsannahmen werden auf Basis von Literaturrecherchen für zwei unterschiedliche Zeitpunkte ermittelt und die Simulation der Szenarien entsprechend für diese durchgeführt: eine heutige Betrachtung (2019 / 2020) und eine zukünftige Betrachtung (2030).

Zu jedem Szenario wird außerdem manuell, vor oemof, ein Referenzszenario entwickelt, um die Ergebnisse der Optimierung mit oemof vergleichbar zu machen. Das Referenzszenario entspricht dabei gänzlich dem oemof-Szenario, mit dem Unterschied, dass auf den Einsatz eines Speichers verzichtet wird. So lassen sich technische und wirtschaftliche Vor- aber auch Nachteile der Speicherinstallation sichtbar machen.

Die vollständige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird in das Simulationsprogramm implementiert. Dabei werden technische und wirtschaftliche Kennzahlen sowohl für das gesamte Energiesystem als auch für den Speicher berechnet - hierzu gehört unter anderem auch die Amortisationsdauer des Speichers. Nach erfolgter Simulation werden sämtliche Flüsse des Energiesystems, Eingabeparameter sowie die Simulationsergebnisse des Referenz- und oemof-Szenarios für die anschließende Auswertung in einer Microsoft Excel-Datei gespeichert.

1.3 Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 werden zunächst die Grundlagen erläutert, die für das weitere Verständnis der Arbeit notwendig sind. Zunächst wird hierfür das Anwendungsfeld des Speichers eingegrenzt und eine Technologieauswahl durchgeführt. Zudem werden verschiedene Ansätze zur späteren Modellierung der E-Mobilität beleuchtet. Des Weiteren wird der rechtliche Rahmen für Speicher betrachtet und derzeitige Restriktionen und Hemmnisse beschrieben. In Bezug auf Speichersysteme werden außerdem Vermarktungsmodelle und Betriebsformen sowie technische Rahmenbedingungen thematisiert. Zuletzt werden die Grundlagen für die spätere Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vermittelt.

In Kapitel 3 wird insbesondere die verwendete Datengrundlage thematisiert. So werden einerseits die realen PV-Erzeugungs- und Gebäudelastdaten beschrieben und die notwendige Datenaufbereitung erklärt. Zum anderen werden zwei unterschiedliche Ansätze zur Modellierung der E-Mobilität dargestellt. Darauf aufbauend wird die Entwicklung der Datengrundlage zur E-Mobilität beschrieben.

In Kapitel 4 wird die grundlegende Entwicklung der Simulation erläutert. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Modellierung mit dem Simulationsframework oemof. Zudem werden die Simulationsannahmen für eine heutige und zukünftige Betrachtung ermittelt.

In Kapitel 5 werden verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Ausprägungen der PV-Anlage und E-Mobilität entwickelt. Dabei wird zu jedem Szenario ein Referenzszenario manuell berechnet, um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Abschließend werden die Ergebnisse der Simulation für jedes Szenarios mit heutigen (2019 / 2020) sowie zukünftigen (2030) Simulationsannahmen beschrieben. Dabei wird auch eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einbezogen.

In Kapitel 6 werden die zuvor ermittelten Ergebnisse bewertet und gegenübergestellt. So wird ein erstes Fazit zum Gewerbespeichereinsatz „heute“ und „in Zukunft“ gezogen. Auch findet eine kritische Betrachtung der Ergebnisse sowie der Simulation selbst statt.

In Kapitel 7 und 8 folgen schlussendlich das Fazit der Arbeit und ein Ausblick auf zukünftige Entwicklungen.

1.4 Abgrenzung zur aktuellen Forschung

Bei der Implementierung von Speichersystemen stellt die Bestimmung der optimalen Speichergröße eine der größten Herausforderungen dar, um eine Balance zwischen technischen Verbesserungen und zusätzlichen Gesamtkosten, die durch den Speicher hervorgerufen werden, zu erreichen [88]. Gerade unter diesem Aspekt ist bei der Grundlagenforschung aufgefallen, dass die Speicherdimensionierung häufig nach Faustformel ermittelt wird [39, 62], nicht einsehbare Dimensionierungen unter notwendiger Angabe von Kontaktdaten von Speicherherstellern angeboten werden [82] oder aber kostenpflichtige Dienstleistungen von beispielsweise Projektierern in Anspruch genommen werden müssen.

Zwar gibt es kostenfreie Onlinerechner für die Speicherdimensionierung [36, 59], doch sind diese auf den Heimgebrauch, also kleine Speicherauslegungen, zugeschnitten und nicht für Gewerbespeicher geeignet. Hinzu kommt, dass Erzeugung und Verbrauch im Gewerbebereich in der Regel deutlich besser übereinkommen als im Heimbereich. Insgesamt ist eine Übertragbarkeit von Heimspeicherkonzepten auf das Gewerbe also nur bedingt möglich. Gewerbespeicher werden insbesondere als Zukunftsmarkt angesehen, sodass die Entwicklung erst zunehmend an Fahrt aufnimmt [70]. Das Fehlen solcher Online-Tools für Gewerbespeicher könnte also darin begründet sein, dass es sich um einen Zukunftsmarkt handelt.

Darüber hinaus ist die Integration von erneuerbaren Energieanlagen mit Hilfe von Speichern sowie das Verbrauchs-Lastmanagement zwar einerseits Ziel vieler Forschungsarbeiten [44, 50], doch wird andererseits die Einbindung der E-Mobilität erst seit einigen Jahren vereinzelt mit untersucht [44, 66].

Weiterhin ist das Mieterstrommodell im privaten Bereich zur Versorgung der Mieter mit der eigenen PV-Anlage bereits ein etabliertes Konzept [48]. Auch dies lässt sich jedoch nicht auf den Gewerbebereich übertragen - siehe Abschnitt 2.5.1. Vergleichbare Projekte oder Untersuchungen der Speicherauslegung zur Mieterversorgung im Gewerbe konnten nicht ausfindig gemacht werden.

Hinzu kommt, dass keine Literatur oder Ausarbeitungen gefunden wurden, die den konkreten komplexen rechtlichen Rahmen beleuchten. Dies gilt insbesondere hinsichtlich Immobilienunternehmen, die Mehrmieter-Gewerbeimmobilien verwalten und eine PV-Anlage sowie einen Speicher zur Versorgung der Mieter betreiben wollen.

Diese Aspekte geben zum einen den Anlass, den technischen und wirtschaftlichen Einsatz des Speichers in (Mehrmieter-)Gewerbeimmobilien und den rechtlichen Rahmen diesbezüglich zu untersuchen. Zum anderen bekräftigte dies den Anreiz, ein Simulationswerkzeug zu entwickeln, mit dessen Hilfe die optimale Dimensionierung eines Speichers unter Einbindung von PV-Anlagen und E-Mobilität ermittelt werden kann.

2 Speicher, Elektromobilität und rechtlicher Rahmen

Um den Einsatz von Gewerbespeichern untersuchen zu können, gilt es zunächst aus der Vielzahl zur Verfügung stehender Technologien die geeignetste zu ermitteln. So werden zunächst die Anforderungen an den Gewerbespeicher definiert und daraufhin die verschiedenen Speichertechnologien dargestellt und verglichen. Dabei werden die Technologien sowohl in Hinblick auf den Status quo als auch auf zukünftige Entwicklungen betrachtet. Im Anschluss an die Technologieauswahl folgt ein kurzer Einblick in die E-Mobilität im Gewerbe mit besonderem Fokus auf Ladestrategien. Daraufhin werden zum einen die rechtlichen Rahmenbedingungen sowie Betriebsformen des Speichereinsatzes im (Mehrmieter-)Gewerbebereich untersucht und derzeit rechtliche Hemmnisse beschrieben. Zum anderen werden die anfallenden Abgaben und Umlagen bei der Speichernutzung, in Vorbereitung auf die zu simulierenden Szenarien, näher betrachtet und technische Rahmenbedingungen aufgegriffen. Abschließend werden die Grundlagen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vermittelt.

2.1 Einsatzgebiete und Betriebsstrategien von Gewerbespeichern

Für den Einsatz von dezentralen und stationären Speichersystemen bieten sich vielfältige Anwendungsmöglichkeiten und damit einhergehend unterschiedliche Betriebsstrategien an. Ralon et al. [64] unterscheiden zwischen drei übergeordneten Anwendungsfeldern für solche Speichersysteme: „grid services“, „off grid“ und „behind the meter“. Grid services umfassen dabei verschiedene Anwendungsgebiete zur Stabilisierung und Frequenzhaltung im öffentlichen Netz wie zum Beispiel die Bereitstellung von Regelleistung. Off grid-Anwendungen beziehen sich dahingegen auf den Speichereinsatz außerhalb des öffentlichen Netzes, beispielsweise um sehr ländliche Regionen zu elektrifizieren. [64] Beide Anwendungsgebiete sind für den untersuchten Fall nicht von Relevanz, da von einer Netzanbindung im Gewerbe ausgegangen wird und die für die Regelleistung benötigte vorzuhaltende Leistung in Höhe von 1 MW für Primär- [14] beziehungsweise 5 MW für Sekundär- und Minutenreserveleistung [14] nicht annähernd erreicht wird. So verbleiben schließlich die „behind the meter“-Anwendungen, übersetzt „hinter dem Stromzähler“, zu denen besonders die Erhöhung des Eigenverbrauchs aus PV-Anlagen sowie das „peak shaving“, also die Kappung von Last- oder Einspeisespitzen, gezählt wird. [64] Behind the meter-Anwendungen werden insbesondere für Speichersysteme im Gewerbe als Zukunftsmarkt angesehen [64, 76].

Im Heimbereich finden Speichersysteme für „behind the meter“-Anwendungen bereits vielfach Anwendung. So hat seit Beginn des kommerziellen Erfolgs von Heimspeichersystemen im Jahr 2013 ein rasanter Zuwachs stattgefunden: Zwischen 2013 und 2018 wurden nahezu 120.000 Heimspeicher in Deutschland verbaut und seit 2017 jede zweite PV-Anlage im Heimbereich mit einem (Batterie-)Speichersystem installiert [42]. Im Heimbereich wird durch die Anschaffung eines Speichers insbesondere eine Eigenverbrauchserhöhung der PV-Anlage und somit eine Reduktion des Netzbezugs angestrebt, indem der PV-Strom tagsüber gespeichert und im Laufe des Abends und der Nacht, wenn er tatsächlich benötigt wird, wieder ausgespeichert wird [42].

Wenngleich „behind the meter“-Anwendungen im Gewerbe als Zukunftsmarkt angesehen werden, lässt sich die reine Eigenverbrauchserhöhung als Anwendungsfall, wie es im Heimbereich üblich ist, nicht unmittelbar auf den Gewerbebereich übertragen. Im Gewerbebereich kommen PV-Erzeugung und Stromverbrauch grundsätzlich besser überein als es im Heimbereich der Fall ist. Hinzu kommt, dass die Amortisationszeit von Speichersystemen rein zur Eigenverbrauchserhöhung im Gewerbebereich die Lebensdauer solcher Systeme üblicherweise deutlich überschreitet [42].

Im Gewerbe- und Industriebereich ist jedoch die Besonderheit gegeben, dass neben dem jährlichen Stromverbrauch zusätzlich die aus dem öffentlichen Netz bezogene jährliche Höchstleistung (peak load) berechnet wird [29]. Da durch hohe Spitzenlasten im Gewerbe bedeutende Kosten entstehen können [29], kann das peak shaving dort besonders interessant sein. So konnte Kairies [42] in einer ganzheitlichen Simulation mithilfe eines 8 – 12 kWh großen Speichers die aus dem Netz nachgefragte Spitzenleistung eines kleinen Rechenzentrums um 12 kW verringern und den jährlichen Leistungspreis um 1000 € reduzieren. Der Speicher konnte sich in diesem Fall bereits nach rund sechs Jahren amortisieren. Darüber hinaus kann sich die Wirtschaftlichkeit sowie Amortisationszeit von Speichersystemen durch Mehrfachanwendungen weiter verbessern [29, 42, 76], beispielsweise durch eine Kombination aus peak shaving und Eigenverbrauchserhöhung.

Zusammenfassung: Es sind vielfältige Anwendungsfelder für dezentrale und stationäre Speichersysteme vorhanden, doch sind insbesondere das peak shaving und die Eigenverbrauchserhöhung im untersuchten Mehrmieter-Gewerbebereich als Einsatzgebiet eines Speichers von Interesse.

2.2 Speichertechnologien - Anforderungen, Dimensionierung und Technologievergleich

Für den Einsatz eines Speichersystems steht heutzutage eine Vielzahl verschiedener Technologien zur Verfügung, die sich unter anderem hinsichtlich Anwendungszweck, Art der Energiespeicherung und technischen Eigenschaften unterscheiden. Zu den verschiedenen Arten von Energiespeichern gehören allgemein Gas-, Kraftstoff-, Wärme- und elektrische Speicher. [44, 79] Letztere sind in der Lage, elektrische Energie aufzunehmen und diese ebenfalls in Form von elektrischer Energie wieder abzugeben [44]. Die unterschiedlichen Speichersysteme

lassen sich hinsichtlich ihres Anwendungsgebietes weiter unterteilen. So kann grundsätzlich zwischen Kurz- oder Langzeitspeichern beziehungsweise Leistungs- oder Energiespeichern differenziert werden [44, 79]: Zu den Kurzzeitspeichern zählen Sekunden-, Minuten- bis hin zu Tagesspeichern, wohingegen die Langzeitspeicher als Wochen-, Monats- oder Saisonspeicher eingesetzt werden [79]. Während Energiespeicher in der Regel ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Kapazität und Leistung besitzen, zeichnen sich Leistungsspeicher durch vergleichsweise geringe Kapazitäten aber hohe Lade- und Entladeleistungen aus [44].

Für den Einsatzzweck der Eigenverbrauchserhöhung im Heim- oder kleinen Gewerbebereich werden moderate Leistungen und Energiedurchsätze, etwa 0,5 bis 1 Zyklus pro Tag, benötigt. Für das peak shaving sind hingegen hohe Leistungen sowie ein niedriger bis moderater Energiedurchsatz üblich, da die Lastspitzen in der Regel nur kurzzeitig auftreten. [64] Für die Auslegung des Speichersystems ist zudem das Verhältnis von Kapazität zu Leistung von Bedeutung. Ralon et al. [64] haben ein Verhältnis 1,2 kWh bis hin zu 2 kWh Speicherkapazität pro kW_p PV-Anlagenleistung als übliche Dimensionierung von Speichersystemen ermittelt. Dies dient als erster Anhaltspunkt und wird zu einem späteren Zeitpunkt wieder aufgegriffen.

2.2.1 Anforderungen an das Speichersystem - Key Performance Indicators

Eine geeignete Methode, mit deren Hilfe Speichertechnologien miteinander verglichen werden können, stellen Leistungsindikatoren, sogenannte Key Performance Indicators (KPI), dar [40]. Mithilfe dieser Kennzahlen kann für jeden individuellen Anwendungszweck der geeignetste Speicher ausgewählt werden [61, 90]. Im Folgenden wird eine Auswahl der relevantesten KPI zur Speicherauswahl dargestellt, die sowohl Anhaltspunkt für den folgenden Technologievergleich als auch für die spätere Entwicklung eines Referenzspeichers ist. Nach [35] und ergänzt um [61] ergibt sich folgende KPI-Zusammenstellung:

- Kosten in €/kWh beziehungsweise €/kW
- Kapazität in kWh
- Leistung in kW
- Gesamtwirkungsgrad in %
- Lebensdauer (Vollzyklen sowie kalendarisch)
- Lade- und Entladedauer beziehungsweise -rate
- Selbstentladungsrate in % pro Zeiteinheit [61]
- Entladetiefe (depth of discharge - DoD) in % [61]
- Gravimetrische und volumetrische Dichte in kWh/kg bzw. kWh/L [61]

Möglichst geringe Kosten wie auch eine hohe Lebensdauer sind für die Wirtschaftlichkeit des Speichers relevant. Eine ausreichende Kapazität und Leistung sowie ein geeignetes Verhältnis dieser beiden Faktoren sind eine Voraussetzung für den zuvor definierten Einsatzzweck. Ein möglichst hoher Gesamtwirkungsgrad wie auch eine niedrige Selbstentladungsrate sind entscheidend, um die Verluste durch das Ein- und Ausspeichern der Energie und somit zusätzliche Kosten gering zu halten. Die Entlade- beziehungsweise Ladetiefe bestimmt, wie viel

der zur Verfügung stehenden Speicherkapazität tatsächlich nutzbar ist [48]. Zu guter Letzt sind Gewicht und Größe des Speichersystems dann relevant, wenn nur begrenzter Platz zur Verfügung steht.

2.2.2 Eingrenzung der Speichertechnologien

Im Rahmen dieser Arbeit werden ausschließlich Speicher, die zur Speicherung sowie Abgabe elektrischer Energie geeignet sind, näher betrachtet. Grundsätzlich gibt es nicht-elektrische Energiespeichertechnologien wie Power-to-Gas, bei denen eine Rückverstromung über Umwandlung möglich ist. Jedoch fungieren diese üblicherweise als Langzeitspeicher und zeichnen sich allgemein durch sehr geringe Wirkungsgrade sowie die Notwendigkeit weiterer Technologien zur Rückverstromung aus, beispielsweise durch den Einsatz einer Brennstoffzelle mit gleichermaßen geringem Wirkungsgrad [79].

Aus dieser ersten Eingrenzung folgt in Abbildung 2.1 eine Übersicht über die grundsätzlich zur Verfügung stehenden elektrischen Speichertechnologien, die im Folgenden hinsichtlich ihres möglichen Einsatzes untersucht werden.

Mechanisch	Elektrochemisch	Elektrisch
Schwungradspeicher	Akkumulator (Blei, NiCd, NiMH, Li-Ion)	Doppelschicht-Kondensator
Druckluftspeicher	Hochtemp. Akkumulator (NaS, NaNiCl)	Supraleitende Spule
Pumpspeicher	Redox-Flussbatterie	
<div> <div></div> Energieanwendung <div></div> Leistungsanwendung </div>		

Abbildung 2.1: Elektrische Speichertechnologien nach Klasse und Anwendungstyp, in Anlehnung an [44]

Die zu den mechanischen Speichertechnologien zählenden Druckluft- und Pumpspeicher sind in der Regel große, zumeist ortsfeste Anlagen, die mitunter an geologische und topologische Voraussetzungen gebunden sind und häufig nicht am Ort der Erzeugung errichtet werden können. Zudem besitzen sie sehr geringe Energiedichten [79]. Während Pumpspeicher demnach aufgrund der Größe und ihren topologischen Anforderungen für den untersuchten Einsatz nicht in Frage kommen, können konventionelle Druckluftspeicher aufgrund ihrer technisch bedingten Mindestgrößen von mehreren MW Leistung, sehr geringen Wirkungsgraden von 40–68 % und dem Mangel an sehr schneller Reaktionszeit ausgeschlossen werden [79]. Grundsätzlich gibt es zwar kleinere, isotherme Druckluftspeicher im Leistungsbereich < 1 MW mit Wirkungsgraden bis 95 %, doch sind diese noch Gegenstand der Forschung [79]. Schwungradspeicher können elektrische Energie in rotierenden Massen einspeichern und hohe Leistungen aufnehmen und wieder abgeben [41]. Sie besitzen jedoch erhebliche Selbstentladungsraten von 72 – 100 %/Tag [79], die hohe Verluste zur Folge haben können. Schwungradspeicher finden aufgrund hoher spezifischer Kosten wie auch ihrer beträchtlichen Selbstentladung bei der Integration erneuerbarer Energien keine Anwendung [29].

Die elektrischen Speichersysteme, die ebenfalls als Leistungsspeicher fungieren, zeichnen sich durch extrem kurze Ausspeicherdauern im Millisekunden- bis Sekundenbereich, geringe Kapazitäten sowie sehr hohe Investitionskosten von 5.150 – 12.000 €/kWh [79] für Kondensatoren und 13.570 – 75.670 €/kWh [79] aus. Aufgrund der hohen Kosten und geringen Kapazität eignen sie sich nicht für den untersuchten Gewerbeinsatz und werden nicht tiefergehend betrachtet.

Somit liegt der Fokus der weiteren Technologieeingrenzung auf den verbliebenen elektrochemischen Speichersystemen. Diese zeichnen sich durch sehr schnelle Reaktionszeiten, hohe Kapazitäten bei gleichzeitig schneller Lade- und Entladerate, eine hohe Effizienz, moderate Kosten sowie die Skalierbarkeit vom kWh- bis hin zum MWh-Bereich aus [35, 64]. So sind sie für die Integration erneuerbarer Energien und deren Eigenverbrauchserhöhung aufgrund ihrer herausragenden Eigenschaften besonders geeignet [64]. Dies gilt gleichermaßen für das Anwendungsgebiet peak shaving [42, 64]. Folglich sind die elektrochemischen Speichersysteme für die untersuchten Einsatzzwecke im Gewerbebereich geradezu prädestiniert.

2.2.3 Elektrochemische Speichersysteme - „Batteriespeicher“

Da es jedoch eine Vielzahl verschiedener elektrochemischer Speichersysteme gibt - diese werden allgemein hin als Akkumulatoren oder umgangssprachlich Batterien bezeichnet - ist eine weitere Technologieeingrenzung notwendig. So lassen sich die „Batteriespeicher“, wie zuvor in Abbildung 2.1 dargestellt, in die folgenden Technologien unterteilen: Niedertemperatur-Batterien wie Blei-, Nickel- und Lithium-Batterien, Hochtemperatur-Batterien wie Natrium-Schwefel-Batterien sowie zu guter Letzt Redox-Flow-Batterien [79]. Diese Technologien unterscheiden sich mitunter stark hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften, dem Technologiereifegrad, Kosten als auch Marktvolumen beziehungsweise Marktdurchdringung.

Obwohl nahezu alle Batterietechnologien für die Integration erneuerbarer Energien geeignet sind [64], liegt der Fokus in der folgenden Betrachtung auf den Lithium-Ionen-Batterien. Sie dominieren derzeit aufgrund ihrer herausragenden Eigenschaften und Kostensenkungspotenziale den Markt für stationäre Speichersysteme [41]. Insbesondere um künftige Potenziale und Entwicklungen von Konkurrenztechnologien zu Lithium-Ionen-Batterien aufzuzeigen, werden alle aufgeführten elektrochemischen Speichertechnologien betrachtet, verglichen und die prognostizierten Entwicklungen für die kommenden Jahre dargestellt.

2.2.3.1 Blei-Säure-Batterien

Blei-Säure-Batterien werden seit dem 19. Jahrhundert entwickelt und stellen die ausgereifteste Batterietechnologie dar. Sie werden, bezogen auf die weltweit installierte Batteriekapazität, zugleich als relevantester Batterietyp angesehen [69]. Im Bereich der Heim- und Großspeicher finden sie bereits lange Anwendung, wenngleich sie in den vergangenen Jahren durch die Lithium-Ionen-Batterien verdrängt wurden [64].

Blei-Säure-Batterien zeichnen sich besonders durch die geringsten Kosten am Markt sowie umfangreiche Erfahrungen im Einsatz aus [41]. Demgegenüber stehen ihre Nachteile im Ver-

gleich zu anderen Batterietechnologien: Eine vergleichsweise niedrige Energiedichte, ein hohes Gewicht, eine niedrige kalendarische Lebensdauer von 3 - 15 Jahren und eine Zyklenlebensdauer von 250 - 2.500 [64]. Hinzu kommt ein relativ niedriger Wirkungsgrad von 74 – 89 % [79] im Vergleich zu Lithium-Batterien sowie ein hoher Wartungsaufwand [64, 79]. Diese Schwächen können mitunter toleriert werden, da die Lebenszykluskosten zu den niedrigsten am Markt gehören [29].

Blei-Säure-Batterien haben jedoch weitere mitunter gravierende Nachteile. Zum einen hängt die Lebensdauer von Bleibatterien stark von der Entladetiefe ab, weshalb diese nur bis etwa 50 % entladen werden [41]. Um somit eine nutzbare kWh an Kapazität - auch Nutzkapazität genannt - bereitzustellen, müssen 2 kWh Batteriekapazität installiert werden [41]. Dies führt in Kombination mit der geringen Energiedichte zu großen und schweren Speichersystemen. Zum anderen müssen Bleibatterien regelmäßig vollgeladen werden und sollten nicht in Teilladezuständen gelagert werden, um schädliche Prozesse innerhalb der Zelle zu vermeiden. Bei Heimspeicheranwendungen tritt somit das Problem auf, dass die Bleibatterien im Winter bei mangelnder Einstrahlung mehrere Monate nicht entladen werden können oder aber mit Netzstrom beladen werden müssen [41].

Aufgrund der Konkurrenz durch andere Technologien laufen weitere technische Entwicklungen ab, wenngleich unklar ist, ob die notwendigen hohen Entwicklungsinvestitionen in Bleibatterien neben den Konkurrenztechnologien weiter umgesetzt werden können [64]. Bis 2030 prognostizieren Ralon et al. [64] eine Verdopplung der Zyklusrange auf 540 - 5.375 sowie eine Kostenreduktion von 50 % gegenüber 2016. Da die Kosten bereits zu den geringsten am Markt gehören, wirken sich weitere Reduktionen jedoch schwächer aus als es bei anderen Batterietechnologien der Fall ist.

2.2.3.2 Lithium-Ionen-Batterien

Lithium-Ionen-Batterien sind eine relativ neue Technologie, die Anfang der 1990er Jahre auf den Markt geführt wurde [41, 64]. Ihre Entwicklung wurde in den vergangenen Jahren besonders durch den Einsatz im Bereich der E-Mobilität und neuerdings auch in stationären Speichersystemen vorangetrieben [44]. In beiden Einsatzgebieten dominieren sie heutzutage die Märkte [41]. Der geläufige Name „Lithium-Ionen-Batterien“ umfasst eine Vielzahl verschiedener Materialkombinationen, die sich mitunter in puncto Leistung, Produktionskosten und Sicherheit unterscheiden [41]. Übliche Zusammensetzungen sind Lithium-Kobalt-Aluminium (NCA), Lithium-Mangan-Kobalt (NMC) beziehungsweise Lithium-Mangan-Oxid (LMO), Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) und Lithium-Titanat (LTO) [41, 64]. In stationären Speichersystemen sind Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid (LNMC) und LFP am stärksten vertreten [32].

Besonderes Merkmal von Lithium-Ionen-Batterien sind die höchsten Wirkungsgrade und Energiedichten unter den Batterietechnologien [48, 64, 79]. So werden heutzutage beispielsweise Wirkungsgrade von 90 – 97 % [79] erreicht. Die Vorteile gegenüber Bleibatterien sind überdies eine höhere Lebensdauer, Wartungsfreiheit sowie geringe Gesamtkosten aufgrund höherer Lebensdauer und Effizienz [64]. Da die Entladetiefe zwischen 80 – 100 % [64] va-

riert, ist die installierte Kapazität nahezu die Nutzkapazität; in Verbindung mit der hohen Energiedichte resultiert daraus eine leichte und kompakte Bauweise gegenüber Bleibatterien.

Bei der Betrachtung von Lithium-Ionen-Batterien sind außerdem die stark sinkenden Preise in den vergangenen sowie den kommenden Jahren nennenswert. Die Kosten für Lithium-Heimspeichersysteme - als Beispiel - sind allein zwischen Ende 2014 bis Anfang 2017 um 60 % in Deutschland gefallen [64]; ein vergleichbarer Preisverfall ist bei stationären Großbatteriespeichern mit Lithium-Ionen-Technologie festzustellen [76]. Dies ist besonders auf den immer stärkeren Einsatz in Elektrofahrzeugen und stationären Speichersystemen zurückzuführen [64, 79]. Abbildung 2.2 stellt den Entwicklungsstand der unterschiedlichen Lithium-Ionen-Batterien im Jahre 2016 und eine Prognose bis zum Jahr 2030 dar. Für die nächsten Jahre werden den Lithium-Batterien weiterhin starke Kostensenkungspotenziale sowie Technologiefortschritte zugeschrieben: Ralon et al. [64] prognostizieren einen Preisverfall zwischen 54 – 61 % wie auch eine Erhöhung des Gesamtwirkungsgrads auf etwa 94 – 98 % bis 2030. Zudem wird eine Steigerung der kalendarischen Lebensdauer bis 2030 um 50 % sowie eine Steigerung der Vollzyklenanzahl um bis zu 90 % als möglich erachtet [64].

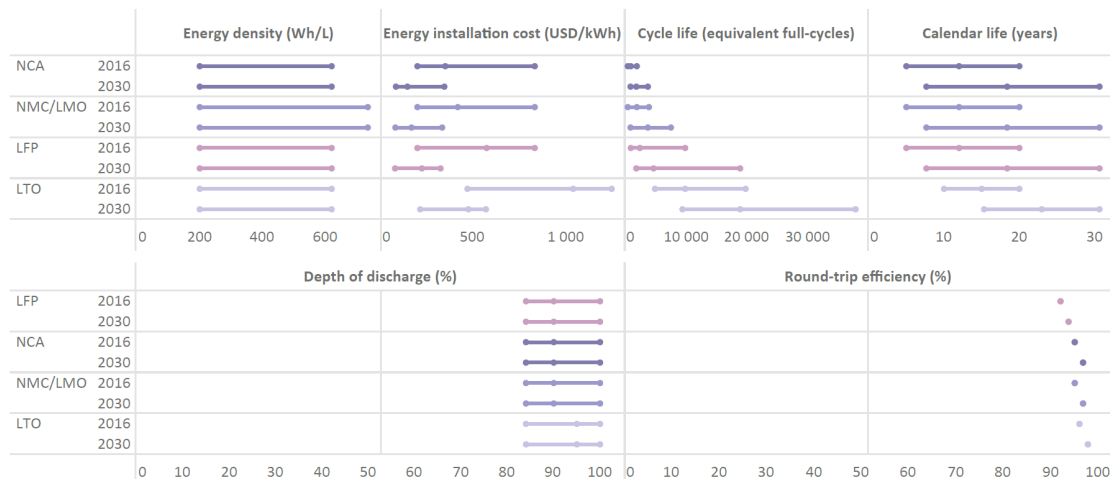


Abbildung 2.2: Entwicklung Lithium-Ionen-Batterien [64]

2.2.3.3 Nickel-Batterien

Unter den Nickel-Batterien dominieren die Nickel-Cadmium (NiCd) sowie Nickel-Metall-Hydrid-Batterien (NiMH) [79]. NiCd-Batterien zeichnen sich durch eine hohe zyklische und kalendarische Lebensdauer aus und sind über einen weiten Temperaturbereich von -40°C bis $+60^{\circ}\text{C}$ einsatzfähig [79]. Sie werden zum Beispiel für die Speicherung regenerativer Energie vor allem an abgelegenen Orten eingesetzt, wo Langlebigkeit und Zuverlässigkeit entscheidend sind [48]. NiMH-Batterien stellen eine Weiterentwicklung für Hochleistungsanwendungen dar, die eine höhere Leistungs- und Energiedichte als die NiCd-Zelle besitzen und besonders in der Consumerelektronik und in Hybridfahrzeugen Anwendung finden [79]. Neben ihrer Langlebigkeit sind Nickel-Batterien im Vergleich zu Blei- oder Lithiumbatterien vergleichsweise tolerant gegenüber einem Fehlverhalten bei der Benutzung, zum Beispiel einer Tiefenentladung oder Überladung [79].

Einem sinnvollen und wirtschaftlichen Einsatz von Nickel-Batterien im untersuchten Gewerbebereich stehen jedoch besonders der geringe Wirkungsgrad von etwa 71 % [79], eine hohe Selbstentladungsrate von 15 – 20 % pro Monat [48] sowie höhere Kosten als Blei- und Lithium-Batterien [79] entgegen. Ihre Vorteile - die Langlebigkeit, Robustheit und besonders der große Temperaturbereich, in dem sie eingesetzt werden können - stehen dabei im deutschen Gewerbebereich in keiner Relation zu den hohen Investitions- und vor allem Betriebskosten.

2.2.3.4 Hochtemperaturbatterien

Die Hochtemperaturbatterien umfassen die zwei Haupttypen Natrium-Schwefel (NaS) und die sogenannte ZEBRA-Batterie (NaNiCl_2) [64]. Sie werden in größerem Maßstab hauptsächlich in Japan zur Unterstützung des Netzbetriebs eingesetzt, wenngleich sich der Einsatz mittlerweile über die Landesgrenzen hinaus ausgeweitet hat [64]. Großskalige Verfahren sind jedoch aufgrund geringer Marktdurchdringung noch nicht ausgereift [41] und NaS-Systeme wurden bisher in Deutschland nur als Prototypen eingesetzt [89]. Dennoch bietet die Younicos AG aus Berlin wärmeisolierte Blocksysteme an, die beispielsweise in 20 mal 50 kW-Modulen zu einem MW-Speicherblock zusammengefügt werden können [79].

Hochtemperaturbatterien zeichnen sich durch ihre hohe Betriebstemperatur von etwa 320 °C aus [79]. Ihre relativ hohe Energiedichte liegt deutlich über der von Redox-Flow- und Blei-Säure-Batterien, befindet sich jedoch am unteren Ende von Lithium-Ionen-Batterien [64]. Sie bieten das Potenzial für eine hohe Lebensdauer bei vergleichsweise geringen Anschaffungskosten, doch sind die relativ hohen jährlichen Betriebskosten ihr größter Nachteil, vor allem zur Aufrechterhaltung der Temperatur [64]; im Betrieb reicht die Stromwärme zur Aufrechterhaltung der Temperatur jedoch aus [79]. Besonders aufgrund der benötigten Heizung weisen sie Gesamtwirkungsgrade von etwa 75 % [79] auf. Die erwartete Lebensdauer bewegt sich dabei im Bereich von 2500 (NaNiCl_2) bis 10.000 (NaS) Vollzyklen beziehungsweise kalendarischen 10 - 15 Jahren für stationäre Anwendungen [64].

In Hinblick auf das zukünftige Potenzial von Hochtemperaturbatterien prognostizieren Ralon et al. [64] eine mögliche Kostenreduktion von 56 – 60 % bis 2030, während sich gleichzeitig Wirkungsgradverbesserungen einstellen und die Lebensdauer auf bis zu 20 Jahre steigen könnte [29, 64]. In Zukunft könnten NaS-Batterien somit durch eine hohe Lebensdauer und relativ niedrige Anschaffungskosten insbesondere bei Großspeicherprojekten eine Alternative zu den heutzutage dominierenden Lithium-Ionen-Batterien darstellen [37, 41, 85].

2.2.3.5 Redox-Flow-Batterien

Die sogenannten Flow-Batterien, zu deutsch Flussbatterien (dazu zählen vor allem Vanadium-Redox- (VRFB) und Zink-Brom-Flow-Batterien (ZBFB)), sind in ihrer Funktionsweise den Brennstoffzellen ähnlich und wurden überwiegend für die Anwendung im stationären Bereich entwickelt. Sie zeichnen sich durch einen einfachen und modularen Aufbau, die Eignung für große Speicherkapazitäten, kurze Reaktionszeiten von unter 100 ms und eine hohe Lebenserwartung von mitunter mehr als 10.000 Zyklen aus. [79] Ein entscheidender Vorteil dieser

Technologie ergibt sich auf Basis der räumlichen Trennung des Speicherbehälters und der Reaktionszelle, wodurch sich Leistung und Kapazität der Batterie beinahe beliebig kombinieren lassen [64]. Dadurch können solche Speichersysteme im stationären Bereich sehr gut auf die jeweiligen Anforderungen zugeschnitten werden, jedoch weisen Redox-Flow-Batterien heutzutage noch einige Schwächen auf. Im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien besitzen sie derzeit einen geringen Gesamtwirkungsgrad von 60 – 85 % [64] beziehungsweise 70 – 80 % [79], was unter anderem auf die Notwendigkeit von Hilfsaggregaten wie Pumpen und damit einhergehende Verluste zurückzuführen ist [79]. Darüber hinaus sind die Anschaffungskosten für Flow-Batterien vergleichsweise hoch und sie besitzen eine vergleichsweise geringe Leistungs- und Energiedichte [2]. Auch kann die komplexe Systemarchitektur zu hohen Reparatur- und Wartungskosten führen [41].

Flussbatterien finden bereits heutzutage im Lastspitzenausgleich und der Spannungsstützung vor allem in den USA und Japan Anwendung [79]. Sie haben jedoch derzeit, bis auf wenige Ausnahmen, generell den Charakter von Demonstrationsanlagen [35] beziehungsweise befinden sich noch in der Entwicklungsphase [2].

Die Technologie der Flow-Batterien ist bereits weit fortgeschritten, wenngleich ihnen ein starkes Entwicklungs- sowie Kostenreduktionspotenzial in den nächsten Jahren zugeschrieben wird [79]. So werden durch Materialverbesserungen zukünftig Wirkungsgrade von bis zu 90 % [79] beziehungsweise 95 % bis 2030 [64] als möglich erachtet und die Kosten für Flow-Batterien könnten sich bis 2030 um $\frac{2}{3}$ [64] reduzieren.

Im Bereich der Heim- und kleinen Gewerbespeicher, etwa von 2 – 200 kW Leistung, wird ihr Einsatz zur Steigerung des Eigenverbrauchs in naher Zukunft als unwahrscheinlich erachtet, da die Kosten im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien deutlich höher ausfallen. Jedoch werden Potenziale für Redox-Flow-Batterien aufgrund ihrer hohen Lebensdauer und Skalierbarkeit besonders in Großspeicheranlagen gesehen, die aufgrund ihrer toxischen Bestandteile wie Schwefelsäure oder Brom kontinuierlich von Fachleuten gewartet werden. [64]

Zusammenfassung: Es gibt eine Vielzahl verschiedener „Batterie“-Technologien, die sich im Hinblick auf ihre Zusammensetzungen und Eigenschaften, unter anderem dem Wirkungsgrad, der Leistungsdichte und Lebensdauer aber auch insbesondere ihre Kosten mitunter stark unterscheiden. Lithium-Ionen-Batterien dominieren heutzutage deutlich den Markt. So bieten sie eine Kombination aus den höchsten Wirkungsgraden und Leistungsdichten aller Technologien und einer langen Lebensdauer bei moderaten Kosten. Für die kommenden Jahre wird allen Batterietechnologien ein weiteres, starkes Preissenkungspotenzial prognostiziert. Auch besitzen die meisten Batterietechnologien noch das Potenzial für weitere technologische Verbesserungen. Dadurch wird der Einsatz von Lithium-Ionen-Batterien in den folgenden Jahren noch interessanter und wirtschaftlicher. Jedoch können in Zukunft auch andere Batterie-Technologien (vor allem NaS- und Redox-Flow) durch weiter sinkende Anschaffungskosten und technologische Verbesserungen eine Konkurrenz zu Lithium-Ionen-Batterien darstellen, insbesondere bei Großspeicherprojekten.

2.3 Elektromobilität und Ladestrategien

Die E-Mobilität hat in den vergangenen Jahren sowohl in Deutschland als auch weltweit zunehmend an Bedeutung gewonnen. Das ursprüngliche Ziel der Bundesregierung, bis zum Jahre 2020 eine Million Elektroautos auf die Straßen zu bringen, verschiebt sich voraussichtlich auf das Jahr 2022, doch schließt Deutschland in puncto E-Mobilität zu den internationalen Leitmärkten auf. [52] Darüber hinaus wird der E-Mobilität ein starkes Wachstum in den kommenden Jahren und Jahrzehnten prognostiziert [46] - wie den Speichersystemen auch.

Der starke Ausbau der E-Mobilität wirft allerdings neue Herausforderungen auf: Die Masse an Elektrofahrzeugen führt zu einer entsprechenden Erhöhung des elektrischen Energiebedarfs und zu großen Lastspitzen [45], was ohne Regelung eine zusätzliche Belastung des Stromnetzes zur Folge haben wird. Die E-Mobilität kann jedoch als Element einer Verkehrswende auch nachhaltig zur Energiewende beitragen, wenn sie intelligent in das Energiesystem eingebunden wird. Einerseits besteht die Möglichkeit, den dezentral erzeugten Strom, beispielsweise aus der eigenen Photovoltaikanlage, vor Ort an den Ladesäulen einzusetzen, ohne ihn vorher in das öffentliche Netz einzuspeisen. Andererseits können Elektrofahrzeuge netzdienlich betrieben werden, indem sie zu Zeitpunkten geladen werden, zu denen ein hoher Anteil an Energie aus regenerativer Erzeugung im Netz beziehungsweise am Netzverknüpfungspunkt der Ladesäule vorhanden ist; eine entsprechende steuerbare Ladeinfrastruktur vorausgesetzt. [52]

2.3.1 Laden am Arbeitsplatz

Die Verteilung der Ladevorgänge zwischen privatem und öffentlichem Raum ist eindeutig. So wird bis heute davon ausgegangen, dass private Ladevorgänge rund 85 % aller Ladevorgänge in Deutschland ausmachen. Unter die private Ladeinfrastruktur respektive die privaten Ladevorgänge fallen auch von Unternehmen angemietete und für Personal sowie ausdrücklich befugte Personen zugänglich gemachte Stellplätze mit Ladeinfrastruktur. [16, 53]

So ist das Thema „Laden am Arbeitsplatz“ Gegenstand aktueller Forschung von Projekten sowie Maßnahmenpaketen [27, 52, 53]. Neben dem Laden Zuhause stellt das Laden am Arbeitsplatz - und damit der Ausbau der privaten Ladeinfrastruktur - einen wichtigen Treiber für den Hochlauf der E-Mobilität in Deutschland dar [53]. Das Laden am Arbeitsplatz ist bereits heute durch eine Steuerfreiheit begünstigt [52, 53]. Die nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) spricht sich in ihrem Maßnahmenbericht [53] klar für ein Vorantreiben des Konzepts „Laden am Arbeitsplatz“, beziehungsweise „charge@work“, aus. So fordert sie zum einen die Verringerung des administrativen Aufwands für gewerbliche Anwendungen und das Laden beim Arbeitgeber. Zum anderen wird eine Förderung für private Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz und in Gewerbeimmobilien gefordert, die mitunter die Ertüchtigung des Netzanschlusses beinhaltet [53].

2.3.2 Ladeinfrastruktur und Ladevarianten

Mit dem Zuwachs an Elektrofahrzeugen auf deutschen Straßen ist zugleich ein erheblicher Ausbau der öffentlichen und privaten Ladeinfrastruktur notwendig [52]. Nach Einschätzung der Nationalen Plattform E-Mobilität (NPE) sind für das Ziel „eine Million Elektrofahrzeuge“ rund 70.000 öffentliche Normalladepunkte (AC) und 7.100 Schnellladepunkte (DC) als auch eine Million private Ladepunkte notwendig; Ende 2017 waren es rund 12.500 öffentliche Ladepunkte in Deutschland, davon 850 auf DC-Basis. Bis 2025 prognostiziert die NPE einen Bedarf an 130.000 - 190.000 AC- und 13.000 bis 19.000 öffentlichen Ladesäulen auf DC-Basis sowie 2,4 - 3,5 Millionen im privaten Bereich. [52]

Für das Laden von Elektrofahrzeugen stehen verschiedene Techniken zur Verfügung. Am gängigsten ist das konduktive Laden per Ladekabel [44]; eine Alternative stellt beispielsweise das induktive Laden dar. Beim konduktiven Laden werden die Elektrofahrzeuge entweder mittels Wechselstrom (einphasig, AC), Drehstrom (dreiphasig, AC) oder Gleichstrom (DC) geladen. Je nach verwendeter Variante unterscheiden sich die realisierbaren respektive eingesetzten Ladeleistungen und somit auch die benötigte Zeit zum Laden des Fahrzeugs. Übliche Ladeleistungen unterscheiden sich nach [31] je Variante wie folgt:

- Wechselstrom (einphasig, AC): 3,7 kW
- Drehstrom (dreiphasig, AC): 11 kW (16 A) und 22 kW (32 A) (Normalladepunkt [9])
- Gleichstrom (DC): > 22 kW, üblich sind 50 kW und darüber hinaus (Schnellladepunkt [9])

Viele Fahrzeuge unterstützen hingegen kein schnelles AC-Laden mit 22 kW, sondern nur 3,7 kW oder geringfügig mehr. So bleibt die Kapazität der häufig eingesetzten 22 kW-Ladesäulen ungenutzt; 2018 waren lediglich zwei Elektrofahrzeuge für das 22 kW-Laden gerüstet. Für das schnellere DC-Laden mit 50 kW sind mehr, aber trotzdem nur ein Teil aller Fahrzeuge ausgestattet. [31] Darüber hinaus liegen die Kosten von DC-Ladesäulen mit etwa 20.000 – 30.000 € [16, 31] pro Stück deutlich über denen von AC-Ladesäulen (Drehstrom mit 11 kW Ladeleistung und mehr) mit 8.000 – 10.000 € [31, 46].

Die realisierbaren Leistungsgrenzen beim AC-Laden sind weitestgehend ausgeschöpft. Es gibt AC-Ladesäulen mit 43 kW Ladeleistung, doch werden diese vermutlich langfristig aufgrund zu hoher Kosten verschwinden. Für DC-Schnellladepunkte sind dahingegen in Zukunft Systeme mit 150 – 350 kW Ladeleistung geplant. [31] Diese hohen Ladeleistungen pro Fahrzeug verdeutlichen einmal mehr die Möglichkeit des Auftretens starker Lastspitzen und - sofern im privaten Gewerbebereich eingesetzt - hoher zusätzlicher Kosten aufgrund der Stromabrechnung mittels des Jahresleistungspreises.

2.3.3 Ladestrategien

Für das Laden von Elektrofahrzeugen selbst aber auch für die Simulation beziehungsweise Modellierung dessen gibt es verschiedenste Ansätze. Die simpelste Variante ist wohl das ungesteuerte Laden, auch als „dumb charging“ [49] bezeichnet. Bei intelligenteren Ansätzen,

also dem gesteuerten Laden, kann beispielsweise der Zeitpunkt des Ladens verschoben werden [44], die Leistung unter allen angeschlossenen Fahrzeugen verteilt oder aber ein variabler, zeitabhängiger Strompreis in die Ladestrategie eingebaut werden [49], um nur einige der vielfältig vorhandenen Varianten zu benennen.

2.3.3.1 Ungesteuertes Laden

Beim dumb charging, dem ungesteuerten Laden, beginnt jedes Elektrofahrzeug sofort mit voller Leistung zu laden, bis die Batterie vollständig geladen ist. In Bezug auf die grundlegende Aufgabe, das Auto möglichst schnell vollzuladen, erzielt das ungesteuerte Laden die besten Ergebnisse. [49] Mit Stand 2014 stellt das dumb charging die am häufigsten verwendete Lademöglichkeit dar [43, 44].

Die Nachteile dieser Lademethode sind leicht zu identifizieren: Wenn viele Elektrofahrzeuge gleichzeitig laden, womöglich sogar mit hoher Leistung, kann es zu starken Lastspitzen kommen, die das Netz überlasten können [49]. Zudem können die Lastspitzen zu einer Kostenerrhöhung im Hinblick auf den Jahresleistungspreis führen, sofern es sich um Ladeinfrastruktur im Gewerbebereich handelt.

2.3.3.2 Gesteuertes Laden

Für den Ansatz des gesteuerten Ladens gibt es, wie zuvor beschrieben, verschiedene Möglichkeiten. So kann grundsätzlich der Beginn des Ladens verschoben, die Ladung temporär ausgesetzt oder die maximale Ladeleistung beschränkt werden. Das gesteuerte Laden bietet gegenüber dem ungesteuerten Laden diverse Vorteile. Indem das Laden des Fahrzeuges statt zu Spitzenlastzeiten zum Beispiel dann stattfindet, wenn die Photovoltaikanlage Strom erzeugt, kann der Eigenverbrauch erhöht und eine zusätzliche Belastung des Netzes vermieden werden. Weiterhin können durch die Begrenzung der Ladeleistung höhere Netzentgelte vermieden werden. [44]

Ein für diese Arbeit insbesondere relevanter Modellierungsansatz zum gesteuerten Laden wird von Liu et al. [49] als „ideal centralised instantaneous charging“ beschrieben. Dabei senden alle Elektrofahrzeuge eine Ladeanfrage an ihren lokalen Transformator, der die Ladeleistung für jedes Elektrofahrzeug kalkuliert, dabei die lokale Kapazität berücksichtigt und die Leistungsanforderung an die „main substation“ weiterleitet. Wenn die nachgefragte Leistung die verfügbare Leistung überschreitet, verteilt die „main substation“ die verfügbare Leistung auf die jeweiligen substations in Proportion zu ihren nachgefragten Werten. Jede substation aktualisiert daraufhin die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge und gibt diese Information an die entsprechende Ladesäule weiter. [49] Dieser gesteuerte Ansatz zeigt besonders die Notwendigkeit einer funktionierenden Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesäule auf.

Zusammenfassung: Mit dem voranschreitenden Hochlauf der E-Mobilität in Deutschland ist ein entsprechender Ausbau der Ladeinfrastruktur, insbesondere der privaten Ladeinfrastruktur notwendig, worunter auch der Gewerbebereich fällt. Das Konzept „Laden am Arbeitsplatz“ ist dabei ein wichtiger Treiber für das Vorantreiben der E-Mobilität.

Es wird bereits heute steuerlich begünstigt, doch werden weitere Förderungen und Maßnahmen gefordert, die das Laden am Arbeitsplatz vereinfachen und begünstigen und den Ausbau der privaten Ladeinfrastruktur vorantreiben sollen. In Bezug auf die Lademöglichkeiten stehen verschiedene Varianten und Leistungen zur Verfügung. Üblich sind Normalladepunkte mit 11 beziehungsweise 22 kW sowie Schnellladepunkte mit 50 kW. Letztere zeichnen sich durch deutlich höhere Kosten aus. Ladestrategien können entweder gesteuert, also intelligent, oder ungesteuert, „dumb“, sein. Ungesteuertes Laden ist am schnellsten, kann jedoch zu Netzbelastungen und höheren Kosten in Form von Jahresleistungspreisen führen. Das ungesteuerte Laden ist mit Stand 2014 die verbreitetste Ladeform. Durch das gesteuerte Laden können diese Nachteile begrenzt oder gar beseitigt werden. Dafür ist eine entsprechende Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesäule notwendig. Die hierfür notwendige technische Umsetzung der Normen in den Fahrzeugen ist bisher jedoch noch nicht weitreichend erfolgt.

2.4 Rechtliche Rahmenbedingungen und derzeitige Einschränkungen

Der rechtliche Rahmen, der die Energiespeicher betrifft und eingrenzt, ist bis heute unvollständig und bedarf weiterer Anpassungen [16, 77, 78, 79]. Unklare Rahmenbedingungen haben in den vergangenen Jahren beispielsweise zur „Doppelbelastung“ von Energiespeichern geführt, wodurch sowohl das Ein- als auch Ausspeichern mit der EEG-Umlage (aktuell 6,756 ct/kWh) belastet wurde. Der Gesetzgeber hat dem bereits Rechnung getragen und einen Übergangsparagraphen „Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage“, § 61l EEG 2017, geschaffen.

Trotz bisheriger Bemühungen des Gesetzgebers liegt bislang kein eigenes Gesetz für die Energiespeicherung vor. Daher ergeben sich die heutigen rechtlichen Rahmenbedingungen für Energiespeicher aus den allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen und öffentlich-rechtlichen wie auch aus Einzel- beziehungsweise Übergangsregelungen, die für spezielle Fälle (wie zum Beispiel die Doppelbelastung) ins Leben gerufen wurden. Zur rechtlichen Einordnung von Energiespeichern sind insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) relevant. Sobald die Genehmigung oder der Betrieb von Energiespeichern betroffen ist, finden weitere Gesetze des öffentlichen Rechts Anwendung: das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), das Raumordnungsgesetz (ROG) und Wasserhaushaltsgesetz (WHG) wie auch die Bauordnungen der Länder. [79]

2.4.1 Einordnung von Speichern im Energiewirtschaftsrecht

Bis dato liegt keine einheitliche juristische Definition für Energie- beziehungsweise Stromspeicher vor [78, 79]. Vielfach wird gefordert, dass Speicher als vierte Säule und somit eigenständiges Element im Energiesystem neben Erzeugung, Verbrauch und Transport definiert werden sollen [77, 78, 79]. Mittels dieser eindeutigen Definition können Regelungen, die Abgaben und

Umlagen beim Ein- und Ausspeichern betreffen, erleichtert und Fälle wie die Doppelbelastung verhindert werden [78]. Auf die Vielfalt der an- und entfallenden Abgaben und Umlagen bei verschiedenen Nutzungskonstellationen von Energiespeichern, die durch eine klare Definition vereinfacht werden können, wird im anschließenden Kapitel 2.4.2 eingegangen.

2.4.1.1 Begriffsbestimmungen im EnWG

In § 3 Nr. 15 EnWG werden Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung und Abgabe von Energie als „Energieanlagen“ definiert. Die Übergangsregelung § 118 Abs. 6 EnWG spricht von „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ unter dem Gesichtspunkt, dass eine Befreiung von Netznutzungsentgelten möglich ist. Stromspeicher können als „Energieanlagen“ nach § 3 Nr. 15 EnWG, sofern sie bei der Ausspeicherung wieder elektrische Energie gewinnen, auch unter die „Erzeugungsanlagen“ nach § 3 Nr. 18c EnWG fallen; dies ist jeweils im Einzelfall zu prüfen [48]. Zu guter Letzt findet sich der Begriff „Speicheranlage“ in § 3 Nr. 31 EnWG wieder, der sich jedoch ausschließlich auf Gasspeicher bezieht.

2.4.1.2 Begriffsbestimmungen im EEG

In § 3 Nr. 1 EEG 2017 werden Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie - ausschließlich aus erneuerbaren Energien - aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln, als „Anlage“ definiert. Im selben Paragraphen sind auch die erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wie Windkraft- oder PV-Anlagen als „Anlage“ definiert. Weiter werden „Stromspeicher“ konkret in § 19 Abs. 3 unter dem Aspekt des Anspruchs auf EEG-Förderung bei Einspeisung und in § 61l EEG 2017 hinsichtlich der Befreiung von der EEG-Umlage bei Einspeicherung benannt.

2.4.1.3 Derzeitige Einordnung

Im Zuge dieser vielfältigen Beschreibungen und Einordnungen von Energiespeichern, ohne dass dabei eine einheitliche Definition vorhanden ist, werden diese derzeit nach § 3 Nr. 25 EnWG beziehungsweise § 3 Nr. 33 EEG 2017 als Letztverbraucher eingestuft. Demzufolge müssen sie grundsätzlich alle Letztverbraucherabgaben beziehungsweise staatlich veranlassten Strompreisbestandteile entrichten, was die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten zusätzlich belastet. [17, 77]

2.4.2 Abgaben, Umlagen und Befreiungen bei der Energiespeicherung

Das Zusammentragen aller anfallenden Abgaben bei Benutzung eines Speichers ist für die spätere Dimensionierung, aber auch insbesondere für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von entscheidender Bedeutung. Je nach gewählter Anschluss- beziehungsweise Betriebsform des Speichers, beispielsweise mit oder ohne angeschlossene EE-Erzeugungsanlage beziehungsweise Strombezug aus dem öffentlich Netz, ergeben sich unterschiedliche Belastungen oder auch Befreiungen von den Letztverbraucherabgaben, die in den folgenden Abschnitten aufgezeigt

werden. Mögliche Befreiungen und Belastungen sind in verschiedenen Gesetzestexten wie dem EEG, dem EnWG, der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) oder dem Stromsteuergesetz (StromStG) festgehalten.

Bevor näher auf die Befreiung einzelner Abgaben im Falle unterschiedlicher Speicherbetriebsformen eingegangen wird, folgt zunächst ein Überblick über die grundsätzlich anfallenden Letztverbraucherabgaben für Stromspeicher - siehe Kapitel 2.4.1. Dies sind nach [17] und mit zutreffenden Zahlen für die Industrie im Jahr 2019 versehen, nach [13]:

- EEG-Umlage (6,405 ct/kWh)
- Stromsteuer (1,537 ct/kWh)
- Netznutzungsentgelte (9,48 ct/kWh mit Beschaffung und Vertrieb)
- netzentgeltgekoppelte Umlagen (1,011 ct/kWh: KWK-Umlage, Offshore-Netzuml., Konzessionsabgaben, § 19 StromNEV-Uml., Abschaltbare Lasten-Uml.)

2.4.2.1 EEG-Umlage

Die EEG-Umlage ist nach § 60 EEG 2017 an den Letztverbrauch gekoppelt und entsteht unabhängig vom Netzstrombezug [17]. Somit fällt diese sowohl beim Einspeichern, da der Speicher derzeit ein Letztverbraucher ist, als auch beim Ausspeichern an einen (Letzt-)Verbraucher in voller Höhe an. Das bereits beschriebene Speicherprivileg nach § 61l EEG 2017 reduziert die EEG-Umlage in diesem Fall beim Einspeichern in der Höhe, in der die EEG-Umlage auf die ausgespeicherte Strommenge zu entrichten ist; dies verhindert die Doppelbelastung.

Ein Sonderfall ergibt sich beim Eigenverbrauch des erzeugten und eingespeicherten EE-Stromes: das sogenannte Eigenversorgungsprivileg. Danach reduziert sich die Höhe der EEG-Umlage für eine Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energieanlagen mit einer installierten Leistung größer als 10 kW derzeit auf 40 % [79]; bei Anlagen kleiner als 10 kW, üblicherweise für den Heimgebrauch, ist bis zur Grenze von 10 MWh Eigenverbrauch eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage möglich [5]. Vor dem EEG 2014 war der Eigenverbrauch von Strom aus Eigenerzeugungsanlagen noch nicht mit der EEG-Umlage belastet [90]. Da dies bei zunehmendem Eigenverbrauch zu höheren Umlagen für die restlichen Stromkunden führen kann, wurden entsprechende Anpassungen zur Eigenversorgung im EEG 2014 vorgenommen [90].

2.4.2.2 Stromsteuer

Eine vollständige Befreiung von der Stromsteuer ergibt sich aus § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG. Voraussetzung dafür ist, dass der Strom in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und entweder vom Anlagenbetreiber im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage selbst verbraucht oder vom Anlagenbetreiber an einen Letztverbraucher im räumlichen Zusammenhang geliefert wird [79].

2.4.2.3 Netznutzungsentgelte und netzentgeltgekoppelte Umlagen

Eine Befreiung von Netznutzungsentgelten ist in § 118 Abs. 6 EnWG für neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie für 20 Jahre ab Inbetriebnahme für den Bezug der einzuspeichernden Energie vorgesehen. Diese Freistellung ist an die Voraussetzung gebunden, dass der Speicher den aus dem öffentlichen Netz eingespeicherten Strom zeitverzögert in dieses zurückspeist. Dieser Fall wird in dieser Arbeit jedoch nur sekundär betrachtet, da das Augenmerk auf der kombinierten Nutzung des Speichers mit einer erneuerbaren Energieanlage liegt.

Zudem bleiben die netzentgeltgekoppelten Abgaben von dieser Befreiung unberührt [17, 48]. Überdies sind für die Einspeisung elektrischer Energie in das öffentliche Netz nach § 15 Abs. 1 StromNEV grundsätzlich keine Netzentgelte zu entrichten [90].

Ein besonderer Fall liegt allerdings vor, wenn das öffentliche Stromnetz nicht zur Durchleitung benutzt wird, der Speicher also nicht an dieses angeschlossen ist. Findet der Strombezug des Speichers, also das Einspeichern, somit per Direktleitung oder innerhalb einer Kundenanlage statt, beispielsweise über die eigene PV-Anlage, fallen weder Netzentgelte noch netzentgeltgekoppelte Umlagen an [17]. Dies gilt gleichermaßen für ausgespeicherten Strom, der ohne Durchleitung durch das öffentliche Netz aus dem Speicher an einen Letztverbraucher fließt [71].

Zusammenfassung: Der Rechtsrahmen für Energiespeicher ist bis heute unvollständig und nicht klar definiert. Energiespeicher werden als Letztverbraucher eingestuft und zusätzlich mit Letztverbraucherabgaben (EEG-Umlage, Netznutzungsentgelte, etc.) belastet, was die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten beeinträchtigt. Für unterschiedliche Nutzungsszenarien eines Speichers, insbesondere mit oder ohne Anschluss an das öffentliche Netz, bieten sich Befreiungen von einigen Letztverbraucherabgaben an. Von besonderer Relevanz ist der Eigenverbrauch von EE-Strom, wodurch sich die EEG-Umlage auf 40 % reduziert. Ein weiterer besonderer Fall tritt ein, wenn auf den Netzanschluss des Speichers verzichtet und dieser somit ausschließlich aus der erneuerbaren Energieerzeugungsanlage geladen wird. Da kein Verteil- oder Übertragungsnetz verwendet wird, entfallen die Netznutzungsentgelte und netzentgeltgekoppelten Umlagen. Dies, die reine Kopplung des Speichers mit einer erneuerbaren Energieerzeugungsanlage, stellt den relevantesten Einsatzzweck zur Integration von erneuerbaren Energien und E-Mobilität im untersuchten Gewerbebereich dar.

2.5 Vermarktungsmodelle und Betriebsformen

Doch nicht nur der Eigenverbrauch und damit einhergehend das peak shaving, wie bereits aus Kapitel 2.1 als Untersuchungsschwerpunkt hervorgegangen ist, spielt bei der Betrachtung des Speichereinsatzes in Mehrmieter-Gewerbeimmobilien eine Rolle. So ist auch die Belieferung und Versorgung der Mieter mit selbsterzeugtem Strom wichtiger Gegenstand der Untersuchung. Dafür mögliche Konzepte sowie eine Betriebsform, die sowohl den Eigenverbrauch als

auch die Veräußerung des erzeugten Stromes ermöglicht, aber auch der zur Zeit hemmende rechtliche Rahmen werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

2.5.1 Mieterstrommodell

Eine übliche Vermarktungsform im privaten Bereich ist das Mieterstrommodell, das in § 21 Abs. 3 EEG 2017 eingeführt wurde. Dies stellt eine Alternative zum Eigenverbrauch dar, bei der der erzeugte EE-Strom nicht ins öffentliche Netz eingespeist, sondern im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang an die Mieter des Gebäudes beziehungsweise Letztverbraucher geliefert und von diesen verbraucht werden muss. Dafür erhält der Anlagenbetreiber als Förderung nach dem EEG einen Mieterstromzuschlag. Das Mieterstromkonzept ist jedoch an weitere Voraussetzungen gebunden. Die installierte Leistung der PV-Anlage darf 100 kW nicht überschreiten und das Gebäude muss zu 40 % dem Wohnen dienen. [48]

Das Mieterstrommodell kann vom Grundgedanken eine Möglichkeit zur Belieferung der Mieter - inklusive Förderung nach EEG - im Untersuchungsgebiet darstellen, lässt sich allerdings aufgrund des letzteren Ausschlusskriteriums bei Mehrmieter-Gewerbeimmobilien nicht anwenden: Dort ist kein entsprechend hoher Anteil an Wohnraum zu erwarten.

2.5.2 EEG-Einspeisevergütung - bis 100 kW Anlagenleistung

Erneuerbare Energieanlagen mit einer installierten Leistung bis 100 kW haben einen Anspruch auf eine feste EEG-Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 und § 21 Abs. 1 EEG 2017. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht in regelmäßigen Abständen neue Monatswerte für die EEG-Förderung [10]. Nach § 19 Abs. 3 EEG 2017 kann ein Speicher, der mit der EE-Anlage gekoppelt ist und ins öffentliche Netz einspeist, für den ausgespeicherten Strom dieselbe EEG-Förderung geltend machen; mit Ausnahme der Speicherverluste, die zu Lasten des Betreibers fallen.

Für PV-Anlagen stellt dies in der Regel ein lohnenswertes Konzept dar, da die Stromgestehungskosten mitunter niedriger sind als die EEG-Einspeisevergütung [10, 47] beziehungsweise Eigenverbrauchsvorteile geltend gemacht werden können. Im Bereich der PV-gekoppelten Batteriespeicher sieht es jedoch gänzlich anders aus. Die Stromgestehungskosten von PV-Batteriespeichern liegen um ein Vielfaches höher im Vergleich zu normalen PV-Anlagen [47]. Da sich die EEG-Einspeisevergütung des Speichers anhand der PV-Anlage bestimmen würde, wird die Einspeisung eines Speichers in das öffentliche Netz zum Bezug der Einspeisevergütung als unwirtschaftliche Variante nicht betrachtet.

2.5.3 Direktvermarktung - ab 100 kW Anlagenleistung

Ab einer Leistung größer als 100 kW greift das Konzept der Direktvermarktung nach § 19 Abs. 1 und § 20 EEG 2017, bei der der Anlagenbetreiber den Strom selbst vermarkten muss und dafür eine zusätzliche Marktprämie erhält, sofern gewisse Fördervoraussetzungen wie die Fernsteuerbarkeit der Anlage eingehalten werden. Auch bei der Direktvermarktung kann

bei der Nutzung eines Speichers die Marktprämie als Förderung in Anspruch genommen werden [79]. Jedoch ist derzeit in jedem Fall die volle EEG-Umlage zu entrichten, wenn keine Personenidentität wie im Falle des Eigenverbrauchs vorliegt [90] - die Verknüpfung zum Eigenverbrauch und der Personenidentität wird nachfolgend in Abschnitt 2.6 aufgegriffen.

2.5.4 Die Kundenanlage als Betriebsform

Als Betriebsform für die Erzeugungsanlage respektive den Speicher (siehe 2.4.1.1) bietet sich das Konzept der Kundenanlage an. Als solche ist sowohl ein Eigenverbrauch des erzeugten EE-Stromes als auch eine Versorgung der Kunden / Mieter im räumlichen Zusammenhang möglich. „Ausschließlich der Eigenversorgung der Betreiber dienende Anlagen [sind] grundsätzlich als Kundenanlage einzustufen“ [34].

Die Kundenanlage ist in § 3 Nr. 24a und 24b EnWG definiert, wonach sie wie folgt beschrieben wird: „Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

- die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden,
- mit einem Energieversorgungsnetz oder einer Erzeugungsanlage verbunden sind,
- für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und
- jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden“.

Die Vorteile einer Kundenanlage wurden bereits in Abschnitt 2.4.2.3 aufgegriffen. Da die Kundenanlage aufgrund des notwendigen Verbrauchs im räumlichen Zusammenhang vor dem öffentlichen Netz betrieben wird und ein Eigenverbrauch oder die Belieferung von Kunden auch vor diesem stattfindet, entfallen die Netzentgelte sowie netzentgeltgekoppelten Umlagen. Wird dies mit dem Eigenverbrauchsprivileg (siehe 2.4.2.1) gekoppelt, entfällt ein noch größerer Teil der auf die Strommenge zu zahlenden Letztverbraucherabgaben.

Doch auch in Bezug auf die Kundenanlage besteht noch Handlungsbedarf hinsichtlich der rechtlichen Rahmenbedingungen [15]. So sollte der Rechtsbegriff der Kundenanlage in § 3 Nr. 24a EnWG geschärft und geklärt werden, bei welchen Voraussetzungen ein räumlicher Zusammenhang besteht und ab wann diese als unbedeutend für den Wettbewerb erachtet werden können [15]. Dies ist bisher hauptsächlich anhand von Urteilen einzelner Gerichtshöfe eingegrenzt [34].

2.6 Eigenverbrauch und rechtliche Hemmnisse

Im Heimbereich ist die Installation eines Speichers zur Eigenverbrauchserhöhung der PV-Anlage bereits Hauptanwendungsfeld [42] und grundsätzlich leicht umzusetzen, da Anlagenbetreiber üblicherweise auch Verbraucher des Stromes sind. Im Gewerbebereich hingegen ist das Vorliegen eines Eigenverbrauchs und somit das Nutzen des Eigenverbrauchsprivilegs (zur

Erinnerung: 40 % EEG-Umlage statt 100 % auf selbstverbrauchten EE-Strom) nur über Umwege – dies wird in Abschnitt 2.6.2 erläutert – beziehungsweise bei Stromlieferung an Mieter in der Gewerbeimmobilie derzeit gar nicht möglich.

Eigenverbrauch ist gemäß § 3 Nr. 19 EEG 2017 wie folgt definiert: „der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“.

Da eine Personenidentität bei Stromlieferung an Kunden in den Mehrmieter-Gewerbeimmobilien nicht vorliegt, da diese nicht Betreiber der Stromerzeugungsanlage sind, greift auch das zuvor beschriebene Eigenversorgungsprivileg nicht. So ist bei Stromlieferung an Kunden respektive Mieter in der Gewerbeimmobilie derzeit die volle EEG-Umlage zu entrichten. Dadurch erhöhen sich die Kosten für den bereitgestellten Strom bei der Stromlieferung an Kunden im Vergleich zum Eigenverbrauch um rund 3,84 ct/kWh (Differenz aus 40 und 100 % der EEG-Umlage im Jahr 2019), was signifikante Auswirkungen bei einem mittleren Industriestrompreis von 18,43 ct/kWh [13] hat.

2.6.1 Lockerung der Eigenverbrauchsdefinition auf EU-Ebene

Eine Änderung dieses strikten Eigenverbrauchs-Rahmens ist im Jahre 2021 möglich. So kommt die bundeseigene deutsche Energie-Agentur (dena) [17] zu dem Ergebnis, dass die Definition von Eigenversorgung im aktuellen EEG 2017 zu eng geschnürt ist. Auf Europaebene wurde die Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II) beschlossen, in der das Recht auf Eigenversorgung geregelt und Eigenversorgungskonzepte gestärkt werden. Diese Richtlinie ist in der EU auf nationaler Ebene und somit auch in Deutschland bis spätestens 30. Juni 2021 umzusetzen. Nach Art. 2 Nr. 14 (RED II) liegt Eigenversorgung dann vor, „wenn ein Endkunde an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen [...] Elektrizität erzeugt und eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität speichert oder verkauft, sofern es sich bei diesen Tätigkeiten – im Falle gewerblicher Eigenversorger – nicht um die gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt“. [17]

Anhand der RED II-Definition des Eigenverbrauchs ist eine Personenidentität für einen lokalen Eigenverbrauch nicht erforderlich. Auch sind EE-Anlagenbetreiber demnach berechtigt, den erzeugten Strom zu verkaufen, ohne dass das Eigenverbrauchs-kriterium verletzt wird. [17] Daraus lässt sich schlussfolgern, dass die Versorgung von Mietern in untersuchten Mehrmieter-Gewerbeimmobilien mit Strom aus der eigenen PV-Anlage zwar nicht heute, aber in naher Zukunft unter den Begriff der Eigenversorgung fallen könnte und damit wirtschaftliche Konzepte in dieser Hinsicht denkbar sind.

2.6.2 Einstufung als Energieversorgungsunternehmen und Gewerbesteuerinfizierung

Anlagenbetreiber werden bei Stromlieferung an Letztverbraucher im Sinne des EnWG als Energieversorgungsunternehmen (EVU) eingestuft, wodurch ihnen verschiedene Pflichten,

vorrangig Meldepflichten, zukommen [16, 90]. Eine besondere Problematik ergibt sich im Untersuchungsfall bei Immobiliengesellschaften, die sowohl die (Mehrmieter-)Gewerbeimmobilie vermieten als auch eine Erzeugungsanlage in Verbindung mit einem Energiespeicher, also die Kundenanlage, betreiben wollen. Da Immobiliengesellschaften zwecks ihrer Haupttätigkeit von der Gewerbesteuer befreit sind [51], führt das Liefern des Stromes an einen Letztverbraucher nach zuvor beschriebener Definition im EnWG dazu, dass ihnen die Energieversorgung als weitere Tätigkeit zugeschrieben wird. Da sie somit im Nebengeschäft als Energieversorgungsunternehmen eingestuft werden, entsteht die sogenannte „Gewerbesteuerinfizierung“. Dadurch ist die Gewerbesteuer auf alle Unternehmenstätigkeiten, auch auf die eigentlich gewerbesteuerbefreite Immobilientätigkeit, zu zahlen [19]. Dies ist in jedem Falle zu vermeiden.

Auch für diese grundsätzlichen rechtlichen Hemmnisse empfiehlt die dena Gesetzesanpassungen. So wird eine „De-minimis Regelung im EnWG“ empfohlen, nach der Anlagenbetreiber erst ab einer bestimmten Anzahl an belieferten Letztverbrauchern als EVU deklariert werden [16]. Dies könnte eine Möglichkeit darstellen, auf zusätzliche Betreibergesellschaften zu verzichten und darüber hinaus administrativen Aufwand zu reduzieren.

2.7 Technische Anschlussbedingungen

Für den Einsatz eines Energiespeichers sind die Anforderungen der technischen Anschlussregeln (TAR) zu berücksichtigen, deren rechtliche Grundlage aus dem EnWG hervorgeht. So müssen die TAR bei Planung, Errichtung, Anschluss und Betrieb von Bezugs- und Erzeugungsanlagen sowie Speichern an das Niederspannungsnetz für den Netzanschluss befolgt werden [83].

Je nach Spannungsebene sind folgende Anschlussregeln zu beachten:

- **Niederspannung:**
 - VDE-AR-N-4100: Technische Anschlussregeln Niederspannung
 - VDE-AR-N-4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
- **Mittelspannung:**
 - VDE-AR-N-4110: Technische Anschlussregel Mittelspannung

Darüber hinaus wurde der FNN-Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ als Standard für den netztdienlichen Einsatz von Speichern am Niederspannungsnetz in Deutschland geschaffen [90]. Der FNN-Hinweis schließt an die TAR an, ergänzt die VDE-AR-N 4100 und 4105 und dient der technischen Umsetzung des Anschlusses und Betriebs von Speichern [84]. Insbesondere liefert der FNN-Hinweis praxisnahe Anschlussbeispiele von Energiespeichern und stellt jeweils dafür notwendige Messkonzepte dar. Neben der Beschreibung von Anforderungen an den Anschluss, unter anderem hinsichtlich Stromsymmetrie, Blindleistungsbereitstellung und Sensorik, werden zudem Anforderungen an die Netzdienlichkeit festgelegt - jedoch unter der Voraussetzung der Einspeisung des Speichers in das öffentlich Netz.

2.8 Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Als Abschluss des Grundlagenkapitels werden nachfolgend die wichtigsten Aspekte der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vermittelt, um eine Basis für die wirtschaftliche Auswertung der späteren Simulationsergebnisse zu schaffen.

2.8.1 Abschreibung und Annuität

Die Investition in einen Speicher, beziehungsweise Investitionen allgemein, stellen keine Kosten dar, sondern sogenannte Anfangsauszahlungen. Dabei findet statt eines Wertverzehrs der Tausch von Geld gegen eine gleichwertige Sache statt. Durch die Inbetriebnahme des Speichers verliert dieser jedoch durch Abnutzung an Wert. Dieser Wertverlust wird in Form kalkulatorischer Kosten erfasst. Die Kosten für den Wertverlust werden als Absetzung für Abnutzung (AfA - kurz Abschreibung), ein Verfahren der statischen Investitionsrechnung, bezeichnet und berechnen sich wie folgt. [81]

$$AfA = \frac{Investition - Restwert}{Betrachtungszeitraum} \quad (2.1)$$

Neben der Abschreibung als statisches Verfahren bietet sich auch die Annuitätenmethode als dynamisches Verfahren zur Darstellung der Investition in den Speicher an. Auf diese Methode wird ein besonderes Augenmerk gelegt, da sie bereits als Werkzeug im späteren Simulationsprogramm oemof implementiert ist. Bei der statischen Abschreibung werden die Kosten der ersten Periode für alle folgenden Perioden als konstant betrachtet - obwohl sich diese in der Realität ändern [81]. Die Annuitätenmethode ermöglicht es hingegen, mit Hilfe des Annuitätsfaktors a die innerhalb verschiedener Perioden anfallenden Zahlungsarten auf durchschnittliche Zahlungen während des Betrachtungszeitraums zu übertragen, sodass zu jeder Periode ein gleichbleibender Betrag entrichtet wird [81]. Sie berechnet sich wie folgt, wobei I die Investition, i der Zinssatz und n die Anzahl gleichbleibender Perioden ist:

$$Annuität = I * a = I * \frac{i * (i + 1)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (2.2)$$

2.8.2 Kosten- und Gewinnvergleichsrechnung

Die Kosten- und Gewinnvergleichsrechnung sind zwei Verfahren, die ebenso zur statischen Investitionsrechnung zählen. Mit Hilfe dieser ist es möglich, verschiedene Investitionsalternativen zu vergleichen und die wirtschaftlichste Variante zu ermitteln. Bei der Kostenvergleichsrechnung werden alle anfallenden Kosten der Investitionen, sowohl fixe als auch variable Kosten, zusammengetragen und gegenübergestellt. Die Variante mit den geringsten Kosten wird schließlich gewählt. [81]

Bei der Gewinnvergleichsrechnung werden hingegen die fixen und variablen Kosten von den Erlösen abgezogen. Hier wird die Variante mit dem größten Gewinn gewählt. Insbesondere die Gewinnvergleichsrechnung wird für die spätere Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eingesetzt.

2.8.3 Amortisationsrechnung

Die Amortisationsrechnung, auch return of invest (ROI), berechnet die Zeit, in der das eingesetzte Kapital wieder zurückgeflossen ist [81]. Also nach wie vielen Jahren die Investition in den Speicher durch diesen wieder erwirtschaftet ist. Dies ist eine entscheidende Kennziffer der späteren Simulationsauswertung. Berechnet wird sie wie folgt:

$$Amortisationsdauer = \frac{Kapitaleinsatz}{Rückfluss} = \frac{Kapitaleinsatz}{AfA + \emptyset Gewinn} \quad (2.3)$$

3 Datengrundlage und Datenaufbereitung

Aufgrund des Forschungsprojekts EMGIMO (Förderkennzeichen: 03EGB00G), in das diese Masterarbeit eingebettet ist, liegen umfangreiche reale PV- und Lastdaten für die Gewerbeimmobilie vor. Ziel ist es, eine lückenlose Datenbasis für ein ganzes Jahr zu schaffen, um die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu vereinfachen und gegebenenfalls saisonale Unterschiede untersuchen zu können. Da die PV-Anlage erst seit dem 05.03.2019 korrekte Messwerte liefert, wird die gesamte Datengrundlage auf den Zeitraum vom 05.03.2019 00:00 Uhr - 05.03.2020 00:00 Uhr ausgelegt.

Zusätzlich zu den PV- und Gebäudedaten wird eine Datengrundlage für die E-Mobilität benötigt, um diese in der Simulation entsprechend abbilden und ihren Einfluss simulieren zu können. Dafür werden zwei verschiedene Ansätze gewählt, deren Grundprinzip in Abschnitt 2.3.3 beschrieben wurde. Der erste Datensatz wird nach dem Prinzip des ungesteuerten Ladens, dem „dumb charging“, erstellt. Der zweite Datensatz zum gesteuerten Laden, dem „smart charging“, gleicht dem ungesteuerten Laden hinsichtlich der getroffenen Annahmen, ist jedoch bereits innerhalb der Arbeitsgruppe Energiemanagement am DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e.V. entwickelt worden. So wird im Folgenden die Entwicklung des „dumb charging“-Datensatzes dargestellt und das Grundprinzip des „smart charging“-Datensatzes beschrieben.

Da bei der Stromabrechnung heutzutage 15-Minuten-Mittelwerte verwendet werden [20, 74], wird die in fünf-minütiger Auflösung vorhandene Datengrundlage für die Nutzung innerhalb der Simulation mit Python auf eine 15-minütige Auflösung „resampled“, also herunterskaliert. Das entwickelte Programm bietet allerdings grundsätzlich die Möglichkeit, die Simulation auf Basis einer feineren Auflösung, auch sekundlich, durchzuführen.

In den folgenden Tabellen ist sowohl eine fünf-minütige als auch die endgültige 15-minütige Auflösung aufgeführt, da die Datenaufbereitung mit ersterer durchgeführt wurde. Zudem verdeutlicht der Vergleich, dass das Herunterskalieren der fünf-minütigen oder einer noch feineren Auflösung auf die hier 15-minütige Auflösung dazu führt, dass kurzzeitig auftretende hohe Lastspitzen mitunter deutlich abgeflacht werden.

3.1 Gebäudelast

Die Rohdaten zur Gebäudelast beinhalten vereinzelt fehlerhafte Daten, die auf einen Ausfall der Messtechnik zurückzuführen sind. Auch kommt es an wenigen Tagen im betrachteten Zeitraum zu weiteren Messfehlern, in denen die Last des Gebäudes unter das normale Niveau oder gar ins Negative fällt.

Um die Datengrundlage aufzubereiten, werden die bekannten fehlerbehafteten Werte sowie Werte, die unter einem definierten Schwellenwert von 15 kW liegen, entfernt. Dieser Wert ist so gewählt, dass die wenigen offensichtlichen Ausreißer ausgesiebt werden können und der restliche Datensatz unverändert bleibt. Fehlende sowie manuell entfernte Werte werden anschließend mit dem zeitgleichen Wert von einer Woche zuvor (exakt sieben Tage) aufgefüllt. Falls zu diesem Zeitpunkt keine Daten vorliegen, wird der Wert von 14 Tagen zuvor verwendet. Schlägt auch dies fehl, wird der Wert von sieben Tagen darauf eingesetzt. Da die Last im Gewerbegebäude im Verlauf der angrenzenden Wochen weitestgehend konsistent ist, lässt diese Methode eine geeignete Datenaufbereitung zu.

Eine Übersicht über die wichtigsten Kennzahlen des aufbereiteten Datensatzes ist in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1: Kennzahlen des Datensatzes zur Gebäudelast

Gebäudelastgang	5-minütig aufgelöst	15-minütig aufgelöst
Zeitraum	2019-03-05 00:00 bis 2020-03-05 00:00	
Anzahl Tage	366	
Anzahl Datenpunkte	105.408	35.137
Davon bereinigte Werte	1,61 % (~ 6 Tage)	
Minimum	15 kW	15,62 kW
Maximum	234,68 kW	213,69 kW
Mittelwert	59,13 kW	
Standardabweichung	42,84 kW	42,78 kW
Jährlicher Energiebedarf	519,37 MWh	

Da die fünf-minütige Datengrundlage zunächst aufbereitet und anschließend auf 15 Minuten herunterskaliert wurde, findet sich der prozentuale Anteil bereinigter Werte nur in der Erstgenannten wieder. Bei der Betrachtung der Daten ist auffällig, dass die hohen Lastspitzen > 200 kW nur wenige Male im Jahr auftreten. Gut erkennbar ist zudem die um rund 21 kW niedrigere Maximallast, hervorgerufen durch die gröbere zeitliche Auflösung wird.

In Abbildung 3.1 ist ein typischer wöchentlicher Lastgang der Gewerbeimmobilie visualisiert. Gut zu erkennen sind die hohen anliegenden Lasten an den Wochentagen mit Spitzen bis hin zu 200 kW. Zudem ist erkennbar, dass an den Wochenenden lediglich die Grundlast von etwa 25–40 kW anliegt. Ab dem 1.10.2019 fällt die Grundlast um wenige kW, da ein Verbraucher weggefallen ist.

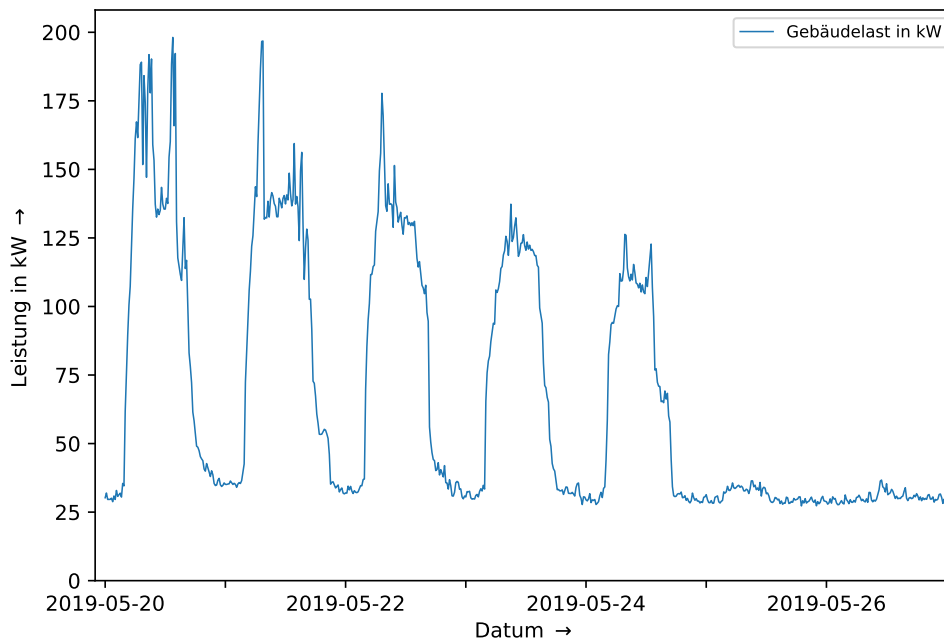


Abbildung 3.1: Typischer Lastgang der Gewerbeimmobilie

3.2 PV-Erzeugung

Das Gebäude verfügt über eine PV-Anlage mit $99,9 \text{ kW}_p$ Leistung (vergleiche Abschnitt 2.5.2), für die ebenfalls hochaufgelöste Erzeugungsdaten vorliegen. Auch diese sind von der fehlerhaften Messtechnik betroffen. Hinzu kommen vereinzelt Leistungsspitzen im negativen Bereich, die auf Unstimmigkeiten in den Messsystemen zurückzuführen sind. Auch fällt die Leistung in den PV-Daten in einen niedrigen negativen Wattbereich, wenn keine Energie erzeugt wird; vermutlich durch den Eigenverbrauch der Wechselrichter hervorgerufen. In der späteren Simulation ist eine negative Leistung für die PV-Anlage unzulässig, da sie im Modell nicht extern mit Strom versorgt werden kann. Somit ist eine Aufbereitung der PV-Erzeugungsdaten notwendig.

Auch hier werden die bekannten fehlerhaften Werte entfernt. Um weitere negative Leistungsspitzen herauszufiltern, werden alle Werte kleiner -100 W , also was über den Eigenverbrauch der Wechselrichter hinausgeht, entfernt. Im Anschluss werden die fehlerhaften Daten wie im Abschnitt zuvor (siehe 3.1) wieder aufgefüllt. Abschließend werden die verbliebenen negativen Werte zwischen 0 und -100 W gleich 0 gesetzt, da eine negative PV-Erzeugung, wie zuvor beschrieben, nicht zulässig ist. Dies betrifft zusätzlich 12.174 der 105.409 Werte, also rund 11,55 % der Daten.

Tabelle 3.2 zeigt die Kennzahlen der aufbereiteten Datengrundlage zur PV-Erzeugung.

Tabelle 3.2: Kennzahlen des Datensatzes zur PV-Erzeugung

PV-Erzeugung	5-minütig aufgelöst	15-minütig aufgelöst
Zeitraum	2019-03-05 00:00 bis 2020-03-05 00:00	
Anzahl Tage	366	
Anzahl Datenpunkte	105.408	35.137
davon bereinigte Werte	3,1 % (~ 11 Tage)	
zusätzl. gleich 0 gesetzte Werte zw. 0 und –100 W	11,55 %	-
Minimum	0 kW	
Maximum	101,21 kW	88,99 kW
Mittelwert	12,57 kW	
Standardabweichung	20,85 kW	20,65 kW
Jährliche Energieerzeugung	110,41 MWh	

In Abbildung 3.2 ist der Jahresverlauf der aufbereiteten PV-Erzeugung im Pilotgebäude dargestellt. Auf 15 Minuten aufgelöst erreichen die Erzeugungsspitzen annähernd 90 kW. Darüber hinaus ist der typische jahreszeitenabhängige Verlauf der PV-Erzeugung zu erkennen: In den Sommermonaten ist die Erzeugung nahe des Maximums, während sie in den Wintermonaten deutlich abnimmt.

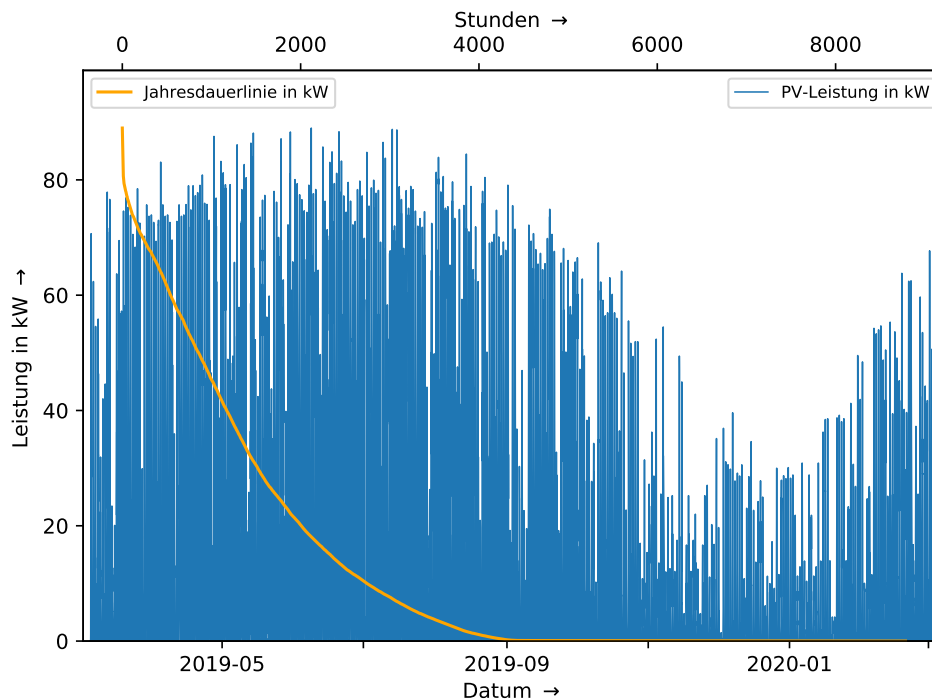


Abbildung 3.2: Aufbereitete PV-Erzeugungsdaten mit Jahresdauerlinie

3.3 E-Mobilität ungesteuert - „dumb charging“

Das ungesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen wurde bereits in den Grundlagen in Abschnitt 2.3.3.1 als gängige beziehungsweise gängigste (Stand 2014) Lademethode herausgearbeitet. Um die E-Mobilität in die Simulation zu implementieren und zu modellieren, wird ein Datensatz entwickelt, der für jeden Zeitschritt im untersuchten Jahr - gleich den PV- und Gebäudedaten - die summierte anliegende Leistung aller angeschlossenen Elektrofahrzeuge beinhaltet; dies ist für die Einbindung in das Simulationsprogramm notwendig. In dieser Hinsicht wurde im Projekt EMGIMO im Rahmen einer abgeschlossenen Masterarbeit von Thomas Steens [75] bereits Vorarbeit geleistet. Daher wird der Eigenanteil im Folgenden klar abgegrenzt.

3.3.1 Vorarbeit im Projekt EMGIMO - „come and go“

Innerhalb der Masterarbeit von Steens [75] wurde das „come and go“-Skript entwickelt, das das tägliche Kommen und Gehen einer vordefinierten Anzahl von Personen respektive Elektrofahrzeugen weitestgehend per Zufallsgenerator simuliert - zugeschnitten auf die untersuchte Gewerbeimmobilie. Das Skript liest entwickelte Definitionen („persons definition“) zu insgesamt zehn Personen ein, in denen die Basisparameter zu jeder zu modellierenden Person festgelegt werden: unter anderem eine Spanne der üblichen Ankunfts- und Abfahrzeit, der durchschnittliche Fahrtweg, die Wahrscheinlichkeit zuhause geladen zu haben und durchschnittlich am Wochenende gefahrene Kilometer. Für jeden Wochentag ermittelt das Skript zu jeder Person Zufallswerte aus den vordefinierten Parametern und deren Spannen.

Daraus resultiert der „come and go“-Datensatz mit folgenden Parametern:

- Personennummer
- Ankunfts- und Abfahrzeit
- gefahrene Kilometer
- Kapazität des Fahrzeugs
- Ladeleistung: 11 oder 22 kW (AC)
- State of charge (SoC)

Die zehn vordefinierten Personen laden täglich unter der Woche. Auch das Laden von E-Fahrzeugen am Wochenende wird berücksichtigt: So können die Mitarbeiter ihr Fahrzeug auch grundsätzlich am Wochenende am Arbeitsplatz laden. Diese Wochenendfahrer sind hingegen nicht vordefiniert, weshalb die jeweiligen Parameter rein per Zufallsgenerator modelliert werden und somit ein einzelnes Laden von Fahrzeugen am Wochenende abgebildet wird.

Um im folgenden Kapitel nachvollziehen zu können, warum der „come and go“-Datensatz allein nicht als Datengrundlage für die Simulation ausreicht, ist ein beispielhafter Auszug in Tabelle 3.3 dargestellt - sortiert nach Ankunftszeit.

Tabelle 3.3: Beispieltag (10.05.2019) in den „come and go“-Daten

Person	Kilometer	Ankunft	Abfahrt	Kapazität in kWh	Ladeleistung in kW
2	22	04:05	13:20	100	22
1	20	05:45	14:30	41	11
7	17	05:55	14:25	75	22
5	50,3	06:20	15:05	17,6	11
8	94,2	06:40	15:30	35,8	11
6	42	07:05	15:20	64	22
9	32	07:30	16:25	37,9	22
4	27	07:55	15:10	60	22
3	61,4	08:00	15:50	40	11
10	104,9	08:00	16:05	18,7	11

Auf höhere Ladeleistungen mit DC-Anschluss wird verzichtet, um die Leistungsspitzen sowie den jährlichen Leistungspreis nicht zusätzlich in die Höhe zu treiben. Die Normalladepunkte (AC) mit Ladeleistungen von 11 und 22 kW wurden bereits in Kapitel 2.3.2 als gängiger Stand der Technik beschrieben. Auch wird davon ausgegangen, dass die täglich einkehrenden Arbeitnehmer (Personen eins bis zehn) in der Regel so lange vor Ort sind, dass keine höheren Ladeleistungen benötigt werden.

3.3.2 Eigene Erweiterung der ungesteuerten E-Mobilität

Der ursprüngliche „come and go“-Datensatz wurde für den Zeitraum Ende 2018 bis Mitte 2019 entwickelt und bedarf einiger Anpassungen, um für den gewünschten Zeitraum vom 05.03.2019 - 05.03.2020 ausgegeben werden zu können. Dafür sind alle Feiertage - aufgrund des Standortes des Gewerbegebäudes in Bayern - innerhalb des Zeitraums einzupflegen, da an diesen Tagen ausschließlich Personen aus der Gruppe der nicht vordefinierten „Wochenendfahrer“ ankommen können.

Mit der „come and go“-Datei werden die in Tabelle 3.3 dargestellten Daten für den Betrachtungszeitraum erzeugt. Jedoch fehlen damit Informationen über die anliegende Leistung zu jedem Zeitpunkt. Um daraus eine vollständige Datengrundlage zu entwickeln, wird die zu ladende Energiemenge ermittelt. Dies errechnet sich anhand der gefahrenen Kilometer und einem Durchschnittsverbrauch (18,6 kWh/100km [22]) wie folgt:

$$Lademenge = \varnothing_{Verbrauch} \cdot Kilometer_{verfahren} \quad (3.1)$$

Hier wird vereinfacht angenommen, dass die zu ladende Energiemenge je Fahrzeug beziehungsweise Person ausschließlich den verfahrenen Kilometern entspricht und nicht anhand

des (zufälligen) Fahrzeug-Ladezustands (SoC) ermittelt wird. Dies ist vor allem darin begründet, dass die Möglichkeit besteht, dass das Fahrzeug vor der Fahrt zur Arbeit bereits über Nacht zu Hause geladen werden kann. Um das fortlaufende Laden der Fahrzeuge abzubilden, und somit nicht nur - wie in Tabelle 3.3 dargestellt - Ankunfts- und Abfahrzeitpunkt vorliegen zu haben, wird die verbleibende Lademenge respektive die benötigte Ladeleistung für jede Person und jeden Zeitschritt berechnet. Die Summe der Ladeleistung aller Personen stellt schlussendlich die gewünschte Datengrundlage zur ungesteuerten E-Mobilität dar. Ein Auszug der entwickelten Datengrundlage ist in Tabelle 3.4 dargestellt. Gut erkennbar ist das Ankommen der Personen sowie die Zeitpunkte, an denen der Ladevorgang abgeschlossen wird. Die Ladeleistung fällt hier auf einen ungeraden Wert, da nur ein Bruchteil der fünf Minuten mit voller Leistung geladen werden muss, die dargestellte Leistung jedoch über fünf Minuten gemittelt ist.

Tabelle 3.4: Auszug aus der finalen Datengrundlage zur ungesteuerten E-Mobilität

Zeitstempel	...	Person 8	...	Person 10	Person 4	Person 3	Summe
Ladeleistung in kW							
10.05.2019 07:50	...	11	...	0	0	0	11
10.05.2019 07:55	...	11	...	0	22	0	33
10.05.2019 08:00	...	11	...	11	22	11	55
10.05.2019 08:05	...	11	...	11	16,3	11	49,3
10.05.2019 08:10	...	11	...	11	0	11	33
10.05.2019 08:15	...	1,3	...	11	0	11	23,3
10.05.2019 08:20	...	0	...	11	0	11	22

Bei den Wochenendfahrern (Personen 11 und höher) wird vereinfacht angenommen, dass das Fahrzeug während der gesamten Standzeit geladen wird. Einerseits ist ihre Aufenthaltszeit in der Regel vergleichsweise gering: zumeist weniger als ein oder zwei Stunden. Auch nimmt der Ladezustand (SoC) für die ankommenden Wochenendfahrer in den „come and go“-Daten immer einen Zufallswert zwischen 5 bis 20 % an, woraus eine entsprechend hohe Lademenge und Ladedauer resultiert. Darüber hinaus ist der Einfluss der zufälligen Wochenendfahrer auf die Gesamtlast unerheblich, da im Verlauf des Wochenendes in der Gewerbeimmobilie nicht signifikant gearbeitet wird und keine hohen Lastspitzen, die durch die E-Mobilität verstärkt werden könnte, zu erwarten sind - siehe Abschnitt 3.1.

3.3.3 Finale Datengrundlage zum ungesteuerten Laden

Tabelle 3.5 zeigt die Kennzahlen des finalen Datensatzes zum „dumb charging“. Insbesondere nennenswert ist die Maximallast von 88 kW beziehungsweise 80,56 kW, die durch die zehn Fahrzeuge beziehungsweise Personen hervorgerufen wird.

Tabelle 3.5: Kennzahlen des Datensatzes zur ungesteuerten E-Mobilität

E-Mobilität ungesteuert	5-minütig aufgelöst	15-minütig aufgelöst
Zeitraum	2019-03-05 00:00 bis 2020-03-05 00:00	
Minimum	0 kW	
Maximum	88 kW	80,56 kW
Mittelwert	4,61 kW	
Standardabweichung	10,58 kW	10,28 kW
Jährlicher Energiebedarf	40,5 MWh	

Abbildung 3.3 zeigt, dass die gesamten Ladevorgänge in einem kurzen Zeitraum in den Morgen- beziehungsweise Vormittagsstunden durchgeführt und nicht „smart“ über den Tag verteilt werden. Die Sonnenstunden werden zudem nicht optimal ausgenutzt. Anhand der rot-gestrichelten Linie ist zudem erkennenbar, dass sich Einbindung der ungesteuerten E-Mobilität - trotz Abzug der PV-Erzeugung - in Form hoher Leistungsspitzen in der kombinierten Last widerspiegelt. Welchen Effekt ein gesteuertes Laden in diesem Hinblick hat, wird im folgenden Abschnitt 3.4 gezeigt.

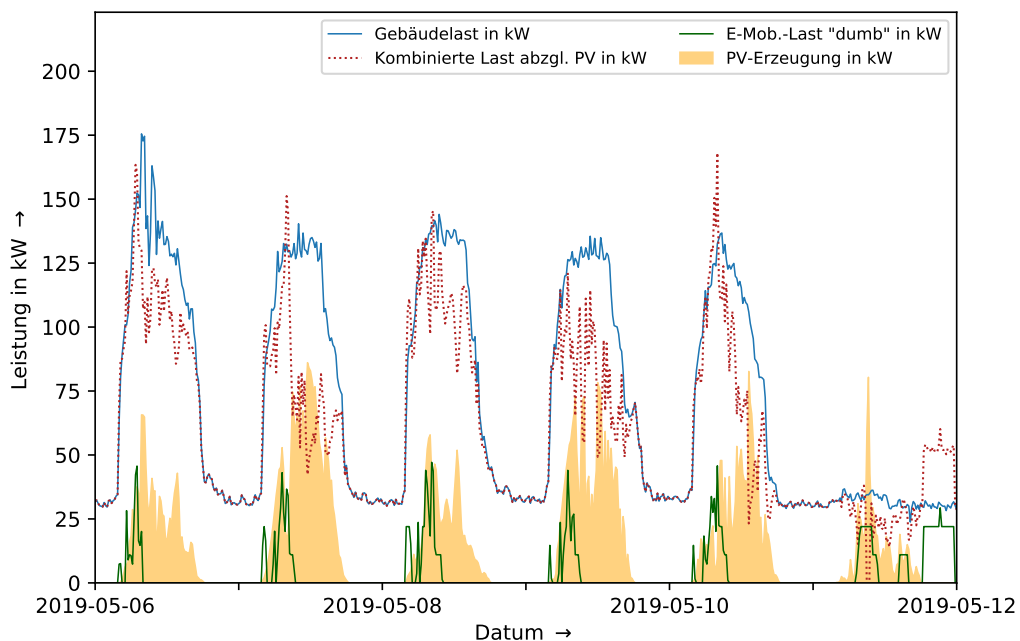


Abbildung 3.3: Hohe Lastspitzen durch ungesteuertes Laden im wöchentl. Verlauf

3.4 E-Mobilität gesteuert - „smart charging“

Der Datensatz zur gesteuerten - „smarten“ - Elektromobilität im Gewerbegebäude ist im Projekt EMGIMO unabhängig von dieser und der Masterarbeit von Steens [75] entwickelt

worden. Daher werden lediglich die Logik und die getroffenen Annahmen hinter diesem Datensatz beschrieben.

Der in Abschnitt 3.3 beschriebene „come and go“-Datensatz inklusive aller beschriebenen Personendefinitionen und Annahmen stellt auch hier die Grundlage für den Datensatz zur gesteuerten E-Mobilität im Pilotgebäude dar. Die E-Mobilität wird nach dem Prinzip des „Allocators“, zu deutsch etwa Zuweiser, modelliert. Die grundsätzliche Vorgehensweise des gesteuerten Ladens wurde bereits in Abschnitt 2.3.3 beschrieben. In diesem spezifischen Fall wird die vorhandene PV-Anlage berücksichtigt und das Laden der E-Fahrzeuge über den Tag so gesteuert und verteilt, dass sie vorrangig PV-Strom beziehen.

Der Allocator überprüft für jeden Zeitschritt die vorhandene PV-Erzeugung, die Gebäude-last als auch die nachgefragte Ladeleistung aller Fahrzeuge. Dabei wird die zur Verfügung stehende PV-Leistung auf alle Fahrzeuge aufgeteilt und eine Leistungsobergrenze der kombinierten Last eingehalten. Die Hausanschlussleistung liegt bei rund 260 kW, wie auch die festgesetzte Leistungsobergrenze. Mit der fünf-minütigen Maximallast des Gebäudes in Tabelle 3.1, 234,68 kW, wird bereits eine Auslastung des Hausanschlusses von 90 % erreicht, sodass noch ein Puffer von 10 % für die E-Mobilität gewährt wird. Der Allocator kann die Ladeleistung zudem bei zu hoher Nachfrage reduzieren oder die Ladung einzelner Fahrzeuge aussetzen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder aufnehmen.

Da die PV-Erzeugung nach diesem Konzept bereits bestmöglich für die E-Mobilität im Pilotgebäude eingesetzt wird, verbleibt weniger Überschussstrom, der eingespeichert oder ins Netz eingespeist werden könnte. Die Kennzahlen des „smart charging“-Datensatzes sind in Tabelle 3.6 dargestellt. So fällt auf, dass allein die Maximallast im Vergleich zum ungesteuerten Laden (Tabelle 3.5) um rund 22 kW bei fünf-minütiger und rund 14,6 kW bei 15-minütiger Auflösung reduziert werden kann.

Tabelle 3.6: Kennzahlen des Datensatzes zur gesteuerten E-Mobilität

E-Mobilität „dumb charging“	5-minütig aufgelöst	15-minütig aufgelöst
Zeitraum	2019-03-05 00:00 bis 2020-03-05 00:00	
Minimum	0 kW	
Maximum	66 kW	
Mittelwert	4,38 kW	
Standardabweichung	8,18 kW	7,74 kW
Jährlicher Energiebedarf	38,47 MWh	

Abbildung 3.4 stellt das Prinzip des gesteuerten Ladens grafisch dar. So ist im Vergleich zum ungesteuerten Laden in Abbildung 3.3 zu erkennen, dass die Fahrzeuge verteilter über den Tag geladen werden und dass die Ladevorgänge zudem in die Spitzen der PV-Erzeugung verschoben werden. Darüber hinaus reduzieren sich die Lastspitzen der kombinierten Last - abzüglich PV-Erzeugung (rot-gepunktet dargestellt) - im Vergleich erheblich: am 10.05.2019 in den Grafiken beispielsweise um nahezu 50 kW.

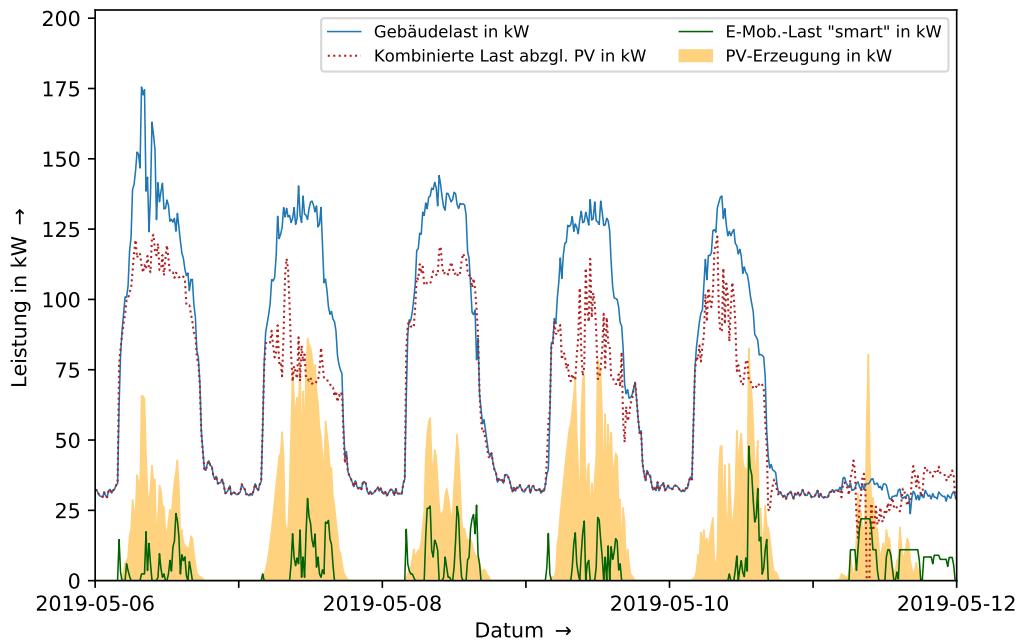


Abbildung 3.4: Flache und verteilte Lastspitzen durch gesteuertes Laden

Verdeutlicht wird die Verringerung und Abflachung der Lastspitzen durch die gesteuerte E-Mobilität in Abbildung 3.5, in der der Jahreslastgang der gesteuerten und ungesteuerten E-Mobilität gegenübergestellt ist.

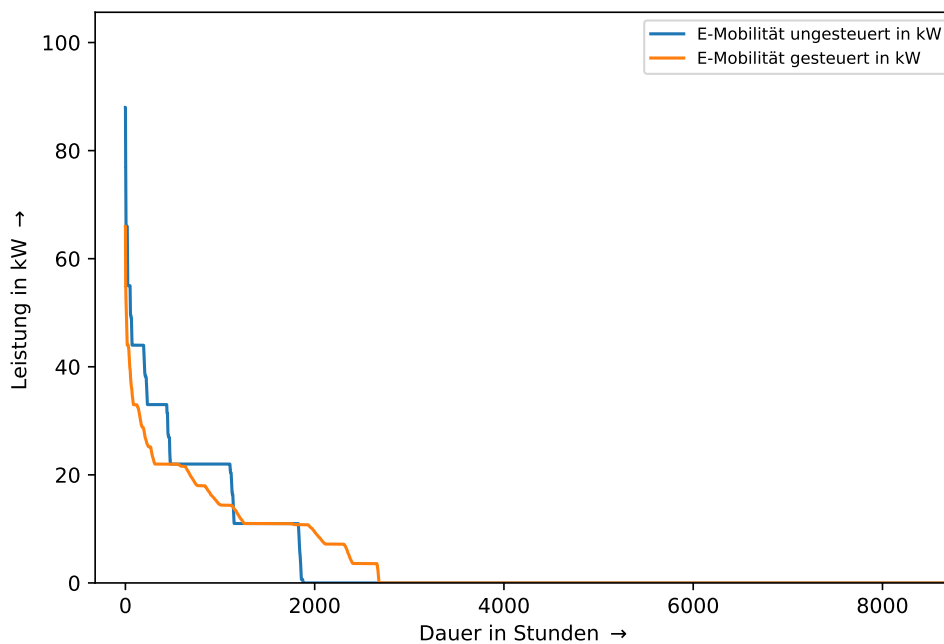


Abbildung 3.5: Jahreslastgang der gesteuerten und ungesteuerten E-Mobilität

4 Modellierung

Dieses Kapitel widmet sich der Entwicklung der Simulation, die alle Systemkomponenten sowie eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beinhaltet und den Speicher optimal dimensioniert. So wird zunächst ein Überblick über das Simulationsframework oemof vermittelt. Im Anschluss wird der grundlegende Aufbau der Simulation sowie die Implementierung wirtschaftlicher Aspekte beschrieben. Abschließend werden notwendige Simulationsannahmen zusammengetragen und eine Kostenabgrenzung des Speichers durchgeführt.

4.1 Oemof als Simulationsframework

Für die Umsetzung der Simulation wird das modulare open energy modeling framework (oemof) verwendet, das in Python entwickelt worden ist und das Grundgerüst für eine umfassende Energiesystemmodellierung bietet.

Oemof wird als Open Source Framework vom Zentrum für nachhaltige Energiesysteme in Flensburg, dem Reiner Lemoine Institut in Berlin und der Otto-von-Guericke-Universität in Magdeburg entwickelt [57]. Auch trägt das DLR-Institut für vernetzte Energiesysteme e.V. aktiv zur Entwicklung bei. Aufgrund des Open Source Charakters von oemof kann zudem grundsätzlich jede Person dazu beitragen. Die Vorzüge von oemof liegen im freien Zugang, dem offenen Quellcode, der stetigen Weiterentwicklung und der klaren Dokumentation. Zudem ermöglicht der modulare Aufbau von oemof den Einsatz in einer breiten Palette von Anwendungsfeldern.

Aufgrund des modularen Aufbaus ist oemof in verschiedene Bibliotheken unterteilt. Für die geplante Simulation sind die beiden Bibliotheken solph und outputlib relevant. Solph beherbergt die grundsätzlichen Bausteine, also Komponenten und Werkzeuge zur Modellierung und Optimierung des Energiesystems. Die outputlib dient dazu, die Optimierungsergebnisse und Flüsse im Energiesystem für jeden Zeitschritt auslesen und ausgeben zu können.

4.1.1 Komponenten

Zentrale Elemente in oemof sind die Flüsse, zu englisch „flows“, die den Energiefluss zwischen unterschiedlichen Komponenten darstellen. Die Flüsse müssen im Modell für jede Komponente festgelegt werden und können sowohl in eine Richtung als auch in beide Richtungen fließen.

Abbildung 4.1 stellt die grundlegenden Komponenten eines Energiesystems in oemof dar, die im Folgenden beschrieben werden.

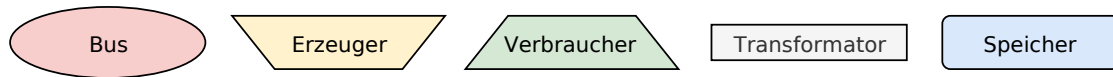


Abbildung 4.1: Komponenten in oemof - eigene Darstellung nach [57]

Der Bus kommt einem Netz gleich, an das beispielsweise Erzeuger und Verbraucher angeschlossen werden. Die Energieflüsse in und aus dem Bus sind „balanced“, was bedeutet, dass im Bus keine Verluste entstehen.

Als Erzeuger, im Englischen „source“, wird hier eine PV-Anlage sowie das öffentliche Netz zur Stromversorgung betrachtet.

Als Verbraucher, im Englischen „sink“, kommen im geplanten Modell sowohl das Gebäude, die Ladesäulen für E-Mobilität, als auch das öffentliche Netz als Einspeisemöglichkeit der PV-Anlage in Frage.

Um Verbindungen zwischen zwei Bussen, beispielsweise dem öffentlichen und dem lokalen Netz herzustellen, wird als workaround ein Transformator verwendet. Dieser hat einen Ein- und Ausgang und wird so modelliert werden, dass keine Verluste auftreten. Somit fungiert er als Stromleitung zwischen den Bussen.

Für den Speicher als zentralen Untersuchungsgegenstand, hier im Englischen als „GenericStorage“ betitelt, bietet oemof vielfältige Modellierungsmöglichkeiten. So lässt sich ein (Batterie-)Speicher mit einer Vielzahl an Parametern modellieren. Diese werden in Abschnitt 4.2.3 im Rahmen der Simulationsbeschreibung näher beleuchtet.

4.1.2 Investment-Modul und Kosten im oemof-Modell

Das oemof Investment-Modul ergänzt die in Abbildung 4.1 dargestellten Erzeuger und Speicher um die Funktionalität, Installationskosten beziehungsweise Investitionen in das System einzubinden. Daraus resultiert die Möglichkeit, eine optimale Dimensionierung einzelner Komponenten, zum Beispiel des Speichers, auf Basis der Gesamtkosten des Systems als Simulationsergebnis zu erzielen. Im untersuchten Fall werden die Kosten sowohl für die Speichergröße (€/kWh) als auch für die Netzbezugleistung (€/kW) hinterlegt, sodass das peak shaving sinnvoll bepreist werden kann und die Ermittlung der Speichergröße Gegenstand der Optimierung ist.

Hinweis Wird das Investment-Modul nicht verwendet, optimiert oemof lediglich die Betriebsstrategie des Gesamtsystems und führt keine optimale Dimensionierung einzelner Komponenten durch.

Die fixen Kosten für die Speichergröße sowie die Netzbezugleistung werden in oemof in Form von equivalent periodical costs, also regelmäßig wiederkehrenden Kosten, in das System eingebunden. Bei einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr sind die fixen Kosten grundsätzlich pro Einheit pro Jahr zu betrachten. Für den Netzbezug werden somit €/kW_a angegeben.

Da der Speicher als zentrales Investitionsobjekt betrachtet wird, muss die Investition auf den Betrachtungszeitraum heruntergebrochen werden. Dies kann, wie in Abschnitt 2.8.1 beschrieben, in Unternehmen mittels der Abschreibung als statisches oder der Annuität als dynamisches Verfahren der Investitionsrechnung geschehen. Dafür bietet oemof ein Werkzeug an, mittels dessen die Annuität, also die jährliche Zahlung, die durch die Investition in den Speicher getätigt werden muss, ermittelt und hinterlegt wird. In die Annuität fließen die Speicherkosten in €/kWh, der Betrachtungszeitraum der Investition, der kalkulatorische Zinssatz sowie die Kosten für einen möglichen Ersatz nach x Jahren ein. Somit werden für die Dimensionierung des Speichers annuitätische Kosten in Form von $\text{€/}\frac{\text{kWh}}{\text{a}}$ hinterlegt.

Neben den Installations- respektive fixen Kosten sind für das Gesamtsystem auch die variablen Kosten essenziell. Diese können in oemof für jeden Fluss hinterlegt werden. So werden für den Netzbezug einerseits die Leistungskosten in $\text{€/}\frac{\text{kW}}{\text{a}}$, aber auch die variablen Kosten in € pro bezogener kWh Strom hinterlegt. In Bezug auf den modellierten Speicher kann das Ein- und Ausspeichern zusätzlich mit variablen Kosten versehen werden.

Darüber hinaus kommen mit dem Investment-Modul weitere Parameter für den Speicher hinzu. So kann das Verhältnis zwischen Kapazität und Lade- beziehungsweise Entladeleistung festgelegt werden, das bei der Optimierung berücksichtigt wird. Wird beispielsweise für beide Parameter der Wert 1 festgesetzt und wurde als Ergebnis eine optimale Speicherkapazität von 60 kWh ermittelt, resultiert daraus eine Ein- und Ausspeicherleistung von jeweils 60 kW. Darüber hinaus kann eine Obergrenze für die maximal mögliche Kapazität festgesetzt werden.

4.1.3 Solver - Optimierungsproblem: minimale Kosten

Damit die Simulation ein Ergebnis, also die optimale Größe des Speichers, ermitteln kann, wird ein „Solver“ in oemof eingebunden. Der Solver ruft ein lineares Optimierungsproblem hervor, dessen Ziel in diesem Fall die Minimierung der Gesamtkosten des Systems ist. Gelöst wird dies nach dem Branch-and-Cut Verfahren, dass der diskreten Mathematik entspringt und eine Methode zur Lösung ganzzahliger linearer Optimierungsprobleme darstellt [54].

Für die Auswahl des Solvers stehen grundsätzlich verschiedene Varianten und Anbieter zur Verfügung, sowohl kostenfreie als auch kostenpflichtige. Das oemof-Entwicklerteam empfiehlt dafür jedoch den kostenfreien Solver „cbc“ (Coin-or branch and cut) [58]. Die Coin-or Initiative (Computational Infrastructure for Operations Research) wurde im Jahr 2000 von IBM gegründet. Coin-or umfasst zur Zeit mehr als 50 Projekte und bietet neben „cbc“ als Solver für lineare Optimierungsprobleme weitere Solver für die gängigsten Optimierungsprobleme an. [65]

„Cbc“ wird somit als Solver auf Grund der benannten Empfehlung des oemof-Entwicklerteams aber auch wegen seines Open Source Charakters, der langjährigen Entwicklung sowie den Wurzeln in der IBM-Forschung für die entwickelte Simulation verwendet.

4.2 Aufbau und Berechnungsgrundlagen des Simulationsmodells

Der Simulationsaufbau ist in Abbildung 4.2 in Form eines Flussdiagramms dargestellt. So lässt sich die entwickelte Simulation in drei grundlegende Abschnitte unterteilen. In Box 1 befinden sich das Einlesen und Vorbereiten der Rohdaten und Simulationsparameter sowie die Erstellung eines Referenzszenarios inklusive aller relevanten Systemkennzahlen. In Box 2 ist die grundlegende Simulation und Optimierung des Modells in oemof dargestellt. Abschließend folgt in Box 3 die Darstellung der manuellen Auswertung und Berechnung von System- und wirtschaftlichen Kennzahlen des Szenarios sowie der Vergleich von Referenz- und oemof-Szenario anhand dieser. Ist die Simulation durchgelaufen, kann sie für ein anderes Szenario neu gestartet werden.

Zu jedem entwickelten Szenario wird jeweils ein manuell berechnetes Referenzszenario (ohne Batteriespeicher) erstellt, um die Ergebnisse der Optimierung mit oemof und somit die Vor- oder Nachteile des Speichers vergleichbar und sichtbar machen zu können.

Hinweis Es ist wichtig zu wissen, dass oemof von sich aus gänzlich ohne Einheiten arbeitet. Daher sollte vor Beginn der Simulationserstellung festgelegt werden, welche Einheiten verwendet werden. In diesem Fall wird die gesamte Simulation auf die Basiseinheiten kW, kWh und € ausgelegt.

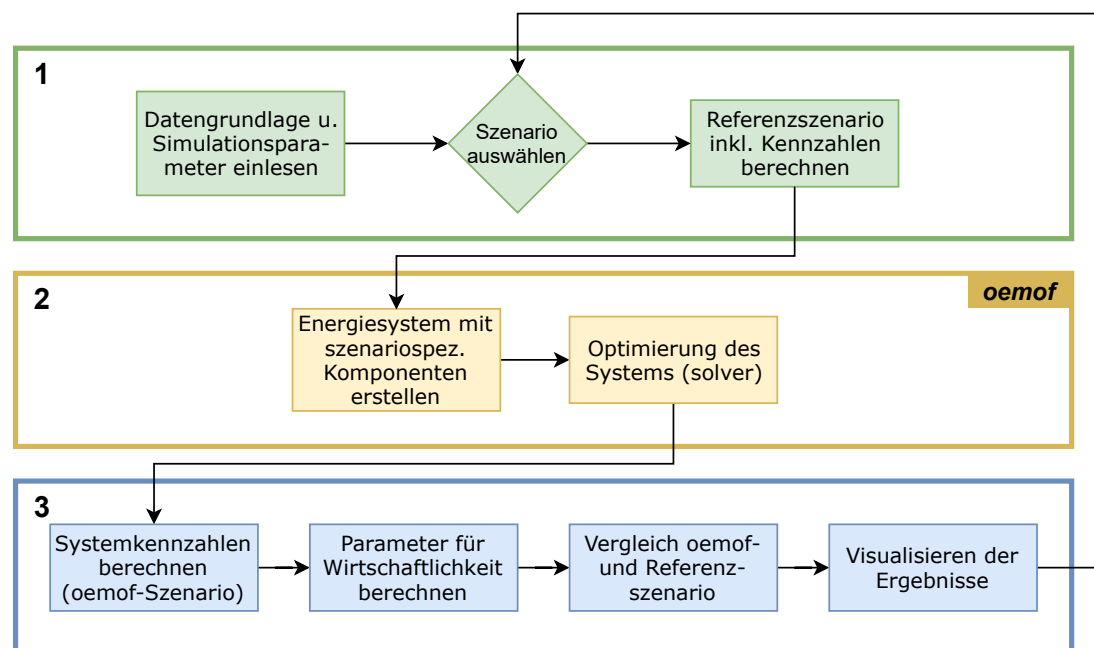


Abbildung 4.2: Flussdiagramm zum entwickelten Simulationsmodell

4.2.1 Einlesen der Datengrundlage und Simulationsparameter

Im ersten Programmschritt, in Box 1 der Abbildung 4.2 dargestellt, werden zunächst die zuvor aufbereiteten PV- und Gebäudedaten (siehe Abschnitt 3.1 und 3.2) eingelesen. Getrennt

davon wird die entsprechende Datengrundlage zur E-Mobilität, gesteuert oder ungesteuert (siehe Abschnitt 3.3 und 3.4), eingelesen, sofern sie für das zu betrachtende Szenario benötigt wird.

Darüber hinaus werden alle relevanten Simulationsparameter eingelesen, die vor Programmbeginn in einer config-Datei definiert worden sind. Zu den eingelesenen Simulationsparametern gehören unter anderem der gewünschte Betrachtungszeitraum, Kostenträger wie die EEG-Umlage oder die Preise des Netzbezugs, aber auch technische und wirtschaftliche Parameter für die Speicherauslegung. Eine Übersicht der getroffenen Parameter und Simulationsannahmen wird in Kapitel 4.3 beleuchtet. Zudem wird die eingelesene Datengrundlage auf den Betrachtungszeitraum zugeschnitten, was nützlich ist, falls der gewünschte Betrachtungszeitraum vom Umfang der vorliegenden Daten abweicht.

Überdies wird eine Datenqualitätsuntersuchung durchgeführt und das Ergebnis, der prozentuale Anteil fehlender Daten, bereitgestellt. Abschließend wird die eingelesene Datengrundlage mit fünf-minütiger Auflösung auf das vorgesehene 15-minütige Format „resampled“ beziehungsweise herunterskaliert.

4.2.2 Referenzszenario berechnen

Das Referenzszenario, im Flussdiagramm in Abbildung 4.2 ebenfalls in Box 1 untergebracht, entspricht hinsichtlich der verwendeten Daten und Eingabeparameter dem jeweils untersuchten oemof-Szenario, mit dem Unterschied, dass kein Speicher zum Einsatz kommt und es manuell ohne die oemof-Module berechnet wird. Die nachfolgenden Berechnungsgrundlagen liegen den Referenzszenarien zu Grunde.

In lediglich einem betrachteten Fall liegt keine PV-Anlage vor, sodass sämtliche benötigte elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss. Auch wird in diesem Szenario keine E-Mobilität einbezogen. Daher gilt für diesen Sonderfall:

$$P_{\text{Netzbezug}} = P_{\text{Gebäude}} \quad (4.1)$$

Für die anderen Szenarien, in denen eine PV-Anlage vorliegt, wird die Gebäudelast, aber auch die kombinierte Last ($P_{\text{kombiniert}} = P_{\text{Gebäude}} + P_{\text{EMobilität}}$), vorrangig durch die PV-Anlage und nachrangig durch das öffentliche Netz gedeckt, um sinnvollerweise den Eigenverbrauchsanteil zu maximieren. Für den Fall, dass zusätzlich die E-Mobilität hinzukommt, ist die Gebäudelast in folgender Berechnungsvorschrift durch die kombinierte Last auszutauschen. So folgt für den Netzbezug:

$$P_{\text{Netzbezug}} = \text{if}((P_{\text{Gebäude}} - P_{\text{PV}}) \geq 0, \text{ then } (P_{\text{Gebäude}} - P_{\text{PV}}), \text{ else } = 0) \quad (4.2)$$

Im Umkehrschluss ergibt sich für die Netzeinspeisung der PV-Anlage (im Modell als „excess“, also Überschuss bezeichnet):

$$P_{\text{Netzeinsp}} = \text{if}((P_{\text{PV}} - P_{\text{Gebäude}}) \geq 0, \text{ then } (P_{\text{PV}} - P_{\text{Gebäude}}), \text{ else } = 0) \quad (4.3)$$

Da die PV-Anlage entweder das Gebäude und/oder die Elektrofahrzeuge mit Strom versorgen kann oder aber den Überschuss ins öffentliche Netz einspeist, ergibt sich für den Eigenverbrauch:

$$P_{\text{Eigenverbrauch}} = P_{\text{PV}} - P_{\text{Netzeinspeisung}} \quad (4.4)$$

4.2.2.1 Umrechnung von Leistung in Arbeit

Bis zu diesem Punkt liegen die Flüsse zwischen den Komponenten des Systems lediglich in Form von Leistung in kW pro Zeitschritt vor. Besonders für die Kostenberechnungen und die im Folgenden beschriebenen Systemkennzahlen ist jedoch darüber hinaus die Arbeit in kWh pro Zeitschritt relevant. Somit wird die geleistete Arbeit für jeden Zeitschritt und Fluss aus der bereits vorliegenden Leistung pro Zeitschritt berechnet.

4.2.2.2 Ermittlung relevanter Kennzahlen zur Vergleichbarkeit

Aus den Energieflüssen des Referenzszenarios werden anschließend relevante System- und wirtschaftliche Kennzahlen wie der Eigenverbrauchsanteil oder die maximale Netzbezugsleistung (Stichwort peak shaving) ermittelt. Anhand dieser Kennzahlen kann das Referenzszenario mit dem entsprechenden oemof-Szenario verglichen werden. Eine detaillierte Übersicht der verwendeten Kennzahlen wird zwecks Lesbarkeit in Abschnitt 4.2.4 nach Beschreibung der oemof-Simulation bereitgestellt.

4.2.3 Simulation und Optimierung in oemof

Die Modellerstellung in oemof sowie die Optimierung des Modells ist im Flussdiagramm der Abbildung 4.2 in Box 2 dargestellt. Um die Nachvollziehbarkeit der folgenden Schritte und Bestandteile des Modellaufbaus zu vereinfachen, ist in Abbildung 4.3 ein simples, schematisches oemof-Modell dargestellt, das alle relevanten Komponenten beinhaltet und auch im Verlauf dieser Arbeit Anwendung findet.

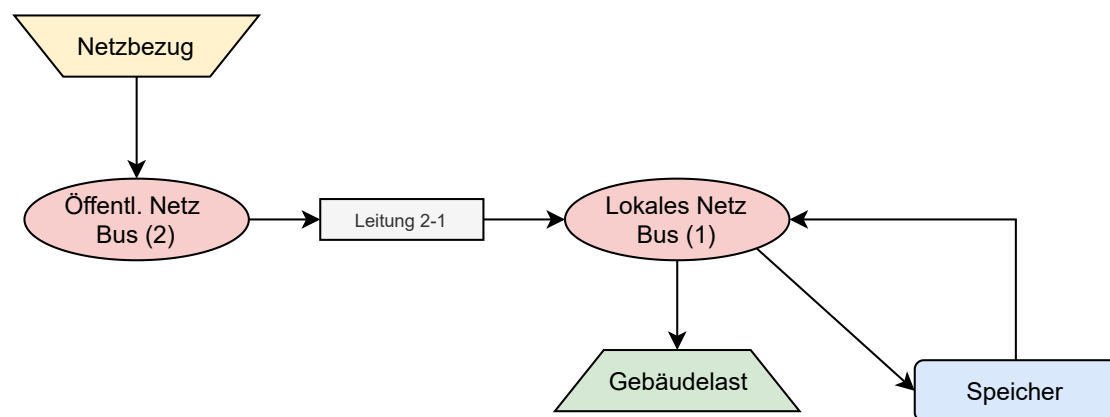


Abbildung 4.3: Beispielhafter Aufbau eines Modells mit oemof

4.2.3.1 Erstellen des Energiesystems und Hinzufügen der Komponenten

Um eine Simulation in oemof aufzubauen, wird zunächst das grundlegende Energiesystem erstellt, zu dem im Anschluss einzelne Komponenten hinzugefügt werden können. Nach dem Erstellen des Energiesystems werden zunächst die einzelnen Busse definiert. So wird zur allgemeinen Stromversorgung ein elektrischer Bus für das öffentliche Netz erstellt. Auch wird dem Modell ein Bus für das lokale Netz (behind the meter), an dem die Verbraucher und Erzeuger angeschlossen sind, hinzugefügt. Liegt eine PV-Anlage vor, wird zwecks Nachvollziehbarkeit der Flüsse ein zusätzlicher Bus für diese erstellt.

Um die Busse miteinander zu verbinden, wird dem Modell je Bus-Paar ein Transformator hinzugefügt, der behilfsweise als Stromleitung fungiert; oemof besitzt zum Zeitpunkt dieser Arbeit noch kein fertiges Modul für Stromleitungen. Um Übertragungsverluste auszuschließen, wird der Wirkungsgrad der Transformatoren auf 100 % gesetzt. Dabei kann der Transformator grundsätzlich in beide Richtungen Energie durchleiten, wird jedoch in allen entwickelten Modellen nur in eine Richtung betrieben.

Im Anschluss werden dem Energiesystem die szenariospezifischen Erzeuger (source) und Verbraucher (sink) hinzugefügt. Für die PV-Anlage, das Gebäude und die E-Mobilität können die vorliegenden, realen Daten eingebunden werden. Mittels zur Verfügung stehender Parameter in oemof kann die eingelesene Datengrundlage beliebig skaliert oder aber festgesetzt werden, sodass oemof diese bei der Optimierung nicht abriegeln kann - beispielsweise im hypothetischen Falle einer Überproduktion von Energie, die teurer als das Abriegeln der PV-Anlage wäre. Hier werden jedoch die eingelesenen Daten zu PV-Anlage, Gebäude und E-Mobilität als festgesetzt modelliert. Darüber hinaus können, wie in Abschnitt 4.1.2 beschrieben, variable Kosten für den jeweiligen Fluss in €/kWh hinterlegt werden. Im Falle der Netzeinspeisung der PV-Anlage können die variablen Kosten auch negativ sein und somit eine Einnahme darstellen.

Eine Besonderheit ergibt sich für den Netzbezug: Da die Kosten für den Jahresleistungspreis (€/kW_a) im Energiesystem hinterlegt werden müssen, um ein peak shaving unter Berücksichtigung der Kosten simulieren zu können, wird das Investment-Modul von oemof eingesetzt. Somit werden für den Netzbezug sowohl variable Kosten als auch fixe Kosten in Form des Jahresleistungspreises pro kW eingebunden.

Der Speicher wird mit Hilfe verschiedener Modellierungsparameter möglichst realitätsnah in das System eingebunden. So werden an Parametern unter anderem folgende festgesetzt: Lade- und Entladewirkungsgrad, die Speicherentladung in % pro Zeitschritt, die Speicherladung im Zeitschritt t_0 sowie der minimal und maximal mögliche Ladezustand des Speichers. Auch beim Modellieren des Speichers kommt das Investment-Modul von oemof zum Einsatz. Dafür werden weitere Investment-Parameter wie die Annuität der Speicherinvestition und das Verhältnis von Kapazität zu Leistung eingebunden; diese wurden bereits in Abschnitt 4.1.2 beschrieben.

4.2.3.2 Optimieren des Modells und Extrahieren der Ergebnisse

Nachdem das Modell vollständig aufgebaut und alle Komponenten hinzugefügt wurden, wird es durch den Solver „cbc“, in Abschnitt 4.2.3 beschrieben, gelöst. Mit Hilfe der oemof-Bibliothek „outputlib“ werden abschließend alle Energieflüsse für jeden Zeitschritt sowie das Optimierungsergebnis, also die bestmögliche Speichergröße und die zugehörige Speicherleistung, nach erfolgter Optimierung extrahiert.

4.2.4 Vergleich des Referenz- und oemof-Szenarios mittels Kennzahlen

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Schritte sind in Box 3 des Flussdiagramms 4.2 dargestellt.

Mittels der zuvor beschriebenen outputlib können lediglich die reinen Energieflüsse nach der Optimierung ausgegeben werden. Um das so modellierte Energiesystem und das daraus resultierende Optimierungsergebnis mit dem Referenzszenario vergleichen zu können, ist auch hier die Kalkulation von System- und wirtschaftlichen Kennzahlen notwendig. Da oemof selbst dafür keine geeigneten Module oder Bibliotheken bereitstellt, wird dies wie zuvor beim Referenzszenario manuell in das Programm implementiert.

Folgende Kennzahlen respektive KPI werden sowohl für das Referenz- als auch oemof-Szenario für den gesamten Betrachtungszeitraum beim Programmdurchlauf ermittelt:

Tabelle 4.1: Übersicht der verwendeten Kennzahlen beziehungsweise KPI

KPI	Einheit
Systemkennzahlen	
Energiebedarf des Gebäudes und der E-Mobilität	MWh
Maximallast (Gebäude und E-Mobilität)	kW
PV Erzeugung	MWh
Eigenverbrauchsanteil	%
Netzeinspeisung der PV-Anlage	MWh
Netzbezug	MWh
Maximale Bezugsleistung aus dem öffentl. Netz	kW
Höhe des „peak shavings“	kW
Jahresbenutzungsstunden	h
Speicherkennzahlen (nur im oemof-Szenario)	
Speicherauslegung	kWh
Anzahl Ladezyklen	-
Wirtschaftliche Kennzahlen	
Kosten des Netzbezugs	€
Kosten durch den Jahresleistungspreis	€
Kosten durch den Speichereinsatz (fix und variabel)	€
Kosten durch den Eigenverbrauch	€
Einspeisevergütung der PV-Anlage	€
Gesamtkosten mit Rückfluss	€
Gewinn durch den Speicher	€
Amortisation des Speichers nach a Jahren	a

4.2.5 Speicherung aller Flüsse, Parameter und Kennzahlen sowie Visualisierung

Im letzten Schritt der Simulation werden die zentralen Ergebnisse ausgegeben und visualisiert. Um die Ergebnisse nach durchgeführter Simulation wieder aufrufen, nachvollziehen und analysieren zu können, werden alle Energieflüsse des Referenz- und oemof-Szenarios, die ermittelten Kennzahlen sowie Eingabeparameter der Simulation (Betrachtungszeitraum, Kostenbestandteile, Investitionszeitraum, etc.) in eine Excel-Datei geschrieben.

4.3 Referenzspeicher und Simulationsannahmen

Um die Simulation durchführen und möglichst realistisch abbilden zu können, ist es notwendig, einige Annahmen zu treffen. Eine Übersicht der Simulationsannahmen und Kennzahlen des entwickelten Referenzspeichers sind in Tabelle 4.2 dargestellt.

Tabelle 4.2: Übersicht der Simulationsparameter- und Annahmen 2019 / 2020

Parameter	Wert	Anmerkung / Verweis
Betrachtungszeitraum	20 a 2019-2038	In Anlehnung an [44]
Zinssatz	4 %/a	In Anlehnung an [44]
EEG-Umlage	6,405 ct/kWh	Jahr 2019, [13]
Einspeisevergütung	9,79 ct/kWh	Monat 03/2019, [10]
Strompreis Gewerbe	18,43 ct/kWh	Jahr 2019, [13]
Leistungspreis Gewerbe	106,57 €/kW _a	Jahr 2019 / 2020, siehe Fließtext
Speicher Investition	600 €/kWh	[38, 44, 79]
Speicher kalend. Lebensdauer	20 a	[30, 44, 68, 86]
Speicher zykl. Lebensdauer	7000 Vollzyklen	[30, 44]
Speicher nutzbare Kapazität	80 %	[64]
Speicher Gesamtwirkungsgrad	94 %	[64, 79]
Speicher Selbstentladung	0,0245 %/Tag	[79]
Verhältnis Kapazität zu Leistung	1	

Als Betrachtungszeitraum wird die Lebensspanne des Speichers gewählt und somit ein Zeitraum von 20 Jahren festgesetzt. Da die PV-Anlage im März 2019 in Betrieb genommen wurde und die Datengrundlage ab diesem Zeitpunkt für ein Jahr vorliegt, ergibt sich der Betrachtungszeitraum 2019 - 2038. Um eine Bandbreite an alternativen Investitionsmöglichkeiten abzudecken, wird ein Zinssatz von 4 %/a für die Speicherinvestition gewählt.

Für die EEG-Umlage wird hier, aufgrund des Betrachtungszeitraums, der Wert aus 2019 (6,405 ct/kWh [13]) sowie für die feste Einspeisevergütung der PV-Anlage der Wert aus März

2019 (Inbetriebnahme der Anlage) ($9,79 \text{ ct/kWh}$ [10]) festgesetzt. Zudem wird der mittlere Gewerbestrompreis 2019 von $18,43 \text{ ct/kWh}$ [12] verwendet.

Für die Bestimmung des Leistungspreises wurden 14 Preisblätter verschiedener Netzbetreiber aus ganz Deutschland ([3, 4, 20, 21, 25, 26, 55, 56, 67, 72, 73, 74, 80, 87]) verglichen und ein Mittelwert über die potenziell relevanten Spannungsebenen, Mittelspannung (MS), Niederspannung (NS) und Umspannung von MS auf NS berechnet. Alle untersuchten Netzbetreiber unterscheiden zwischen zwei grundlegenden Tarifen bei einem Schwellenwert von 2500 Jahresbenutzungsstunden, die nachfolgend mit Mittelwerten der 14 Netzbetreiber über alle genannten Spannungsebenen beschrieben werden: hoher Leistungspreis ($106,57 \text{ €/kW}$) und niedriger Arbeitspreis ($1,36 \text{ ct/kWh}$) bei $> 2.500 \text{ h}$ und niedriger Leistungspreis ($20,33 \text{ €/kW}$) sowie hoher Arbeitspreis ($4,81 \text{ ct/kWh}$) bei $< 2.500 \text{ h}$. Damit erscheint das peak shaving vor allem beim Tarif über 2500 Jahresbenutzungsstunden und einem dementsprechend hohen Leistungspreis sinnvoll. Zudem zeigt sich, dass sich die Leistungs- sowie Arbeitspreise zwischen den Regionen mitunter enorm unterscheiden. So liegt beispielsweise das Minimum auf Niederspannungsebene, bei $> 2.500 \text{ h}$, bei $49,68 \text{ €/kW}_a$ [20], während das Maximum bei $168,17 \text{ €/kW}_a$ [72] liegt.

Für die Investition, gemeinhin als Capex bezeichnet, in den Batteriespeicher werden 600 €/kWh als Literaturwert angenommen [38, 44, 79]. Dabei liegt die untere Grenze für die Investitionen in den Speicher in [38] und [79] (deutlich) unter diesem Wert. Aufgrund der stetig sinkenden Preise für Batteriespeicher wird dies als geeignete Annahme betrachtet. Die aktuelle Gewerbe-Speicherübersicht ($\geq 30 \text{ kWh}$ Kapazität) von pv magazine [63] bestätigt, dass bereits heutzutage einige Speichersysteme zu einem Preis von 600 €/kWh und teilweise deutlich weniger am Markt vorhanden sind.

Für die Lebensdauer des Speichers werden 20 Jahre kalendarische Lebensdauer sowie 7.000 Vollzyklen angenommen [30, 44, 68, 86]. Allgemein wird in Anlehnung an [44] davon ausgegangen, dass es sich um einen hochwertigen Batteriespeicher handelt. Somit ist, je nach jährlicher Zyklenutzung, voraussichtlich kein Austausch des Speichers im Betrachtungszeitraum notwendig. Um die Langlebigkeit des Speichers zu unterstützen und die zyklusbedingte Alterung zu vermindern, wird als nutzbare Kapazität ein Wert von 80 % [64] angenommen; in selbiger Quelle ist eine heutzutage realistische Spanne von 80 – 100 % angegeben. Für die Simulation bedeutet dies, dass der minimale Ladestand des Speichers 10 % und der maximale Ladestand 90 % betragen kann. Als Gesamtwirkungsgrad werden 94 % festgesetzt [64, 79]. Die Selbstentladungsrate wird mit $0,0245 \text{ %/Tag}$ als Mittelwert der angegebenen Spanne in [79] beziffert.

Hinsichtlich der Auslegung des Speichers beziffern Ralon et al. [64] ein übliches Verhältnis zwischen Speicherkapazität und -leistung von $1,2 - 2 \text{ kWh pro kW}$. In dieser Arbeit wird für die Auslegung ein Verhältnis von 1 : 1 angenommen, da der Speicher insbesondere zum Zwecke des peak shavings eingesetzt wird und somit entsprechend hohe Leistungen benötigt werden.

Die Opex, also Betriebskosten des Speichers, werden bewusst nicht als separater Parameter aufgefasst. Zum einen zeichnen sich Lithiumspeicher durch ihre Wartungsfreiheit [64] aus.

Zum anderen werden die Opex für diese als so niedrig beziffert, mit $0,13 - 0,76 \text{ €/kWh}$ [79], sodass unterstellt wird, dass sie bereits in der Speicherinvestition inkludiert sind.

4.3.1 Simulationsannahmen 2030

Für die kommenden Jahre sind weitere starke Preissenkungen für Speichersysteme zu erwarten, wie in Abschnitt 2.2.3.2 dargelegt. Daraus können stärkere Anreize für die Installation eines Speichers und eine verbesserte Wirtschaftlichkeit resultieren. Um dies zu untersuchen, wird neben der Betrachtung des heutigen Einsatzes von Speichersystemen im Gewerbebereich auch ein Schritt in die Zukunft gesetzt. Daher wird die Simulation mit angepassten Annahmen und niedrigeren Speicher-Systempreisen zusätzlich für das Jahr 2030 durchgeführt.

Da für die Betrachtung 2019 / 2020 aus Tabelle 4.2 bereits einige Annahmen getroffen werden mussten und die Zukunftsbetrachtung 2030 mit ebenso vielen Annahmen, deren Prognose jedoch statt heute zehn Jahre in die Zukunft blickt, sehr hypothetisch werden würde, werden lediglich die wichtigsten Parameter variiert. Dadurch soll insbesondere der Einfluss sinkender Speicherpreise, aber auch das Wegfallen fester Einspeisevergütungen auf die Wirtschaftlichkeit und Dimensionierung der Speichersysteme in Zukunft untersucht werden.

Folgende Parameter werden somit wie folgt angepasst:

Tabelle 4.3: Übersicht der Simulationsparameter- und Annahmen 2030

Parameter	Wert	Anmerkung / Verweis
EEG-Umlage	$3,8 \text{ ct/kWh}$	[1]
PV-Spotmarkt-Vergütung	$5,7 \text{ ct/kWh}$	[1]
Speicher Investition	150 €/kWh	[38]
Speicher nutzbare Kapazität	90 %	[64]
Speicher Gesamtwirkungsgrad	96 %	[64]

Der zuvor festgelegte heutige Gewerbestrompreis bleibt unverändert, da nach [1] bis zum Jahre 2030 eher ein Rückgang der Strompreise für Haushalts- und Gewerbekunden zum Niveau von 2018 zu erwarten ist. Konkrete Zahlen werden jedoch nicht genannt. Für die EEG-Umlage 2030 werden $3,8 \text{ ct/kWh}$ als Mittelwert dreier untersuchter Szenarien der Agora Energiewende [1] verwendet; die Ursprungswerte sind 3,5, 3,7 und $4,2 \text{ ct/kWh}$. In Anlehnung an [44] wird auf das Vorliegen einer EEG-Einspeisevergütung für die PV-Anlage verzichtet und der Spotmarktpreis für das Jahr 2030 von $5,7 \text{ ct/kWh}$ [1] angenommen. Für Prognosen hinsichtlich der Entwicklung des Leistungspreises konnte keine Literatur gefunden werden. Da der in Tabelle 4.2 ermittelte mittlere Leistungspreis von $106,57 \text{ €/kW}_a$ bereits eine große Spanne regionaler Preisunterschiede abdeckt - der niedrigste Wert von $49,68 \text{ €/kW}_a$ [20] steht dem höchsten mit $168,17 \text{ €/kW}_a$ [72] gegenüber - wird angenommen, dass dieser Wert auch für das Szenario 2030 ausreichend aussagekräftig ist.

Die Speicherkosten sinken signifikant von angenommenen 600 €/kWh für das Jahr 2019 auf 150 €/kWh [38]; als Spanne werden hier $100 - 200 \text{ €/kWh}$ genannt. Auch wird angenommen,

dass sich die nutzbare Kapazität des Speichers auf 90 % und der Gesamtwirkungsgrad auf 96 % erhöhen [64]. Da die in Tabelle 4.2 für 2019 angenommene Zyklenfestigkeit von 7.000 Zyklen und kalendarische Lebensdauer von 20 Jahren für einen Betrieb über den vollen Betrachtungs- beziehungsweise Investitionszeitraum ausreicht, werden diese Parameter nicht variiert. Auch die Selbstentladung des Speichers wird nicht variiert, da sie mit 0,0245 %/Tag [79] ohnehin niedrig ist.

4.3.2 Registrierende Leistungsmessung

Eine kostenpflichtige Registrierende Leistungsmessung (RLM) ist ab einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100 MWh auch zur Bemessung des Jahresleistungspreises verpflichtend [60] - dies ist im untersuchten Gebäude entsprechend gegeben. Die Preise für RLM-Zähler liegen einer aktuellen Auswertung zufolge zwischen 200 € und etwa 1.100 € und variieren dabei regional stark [24], wie auch die Jahresleistungspreise. Ebenfalls für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW ist im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) festgelegt, dass ein intelligentes Messsystem erforderlich ist [6]. Im FNN-Hinweis, der bereits in Kapitel 2.7 beschrieben wurde, werden Anschlussbeispiele von verschiedenen Speicherkonstellationen inklusive möglicher Messkonzepte dargestellt. In diversen Betrachtungsfällen wird der Speicher dabei über den Zähler der PV-Anlage oder den Zähler des Gebäudes mitbetrieben.

Auf diesen Ausführungen basierend wird davon ausgegangen, dass für den Speicher keine zusätzliche, kostenpflichtige RLM notwendig ist, da entsprechende Messsysteme sowohl für das untersuchte Gebäude als auch für die PV-Anlage vorliegen sollten. Sollte hingegen ein zusätzlicher Energieflussrichtungssensor [84] benötigt werden, wie es in manchen Beispielen des FNN-Hinweis gezeigt ist, wird unterstellt, dass sich die Kosten nicht signifikant auf die Investition in den Speicher beziehungsweise auf dessen Wirtschaftlichkeit auswirken, wenn sie beispielsweise im Rahmen der Abschreibung einkalkuliert werden.

4.4 Kostenabgrenzung des Speichers

Um eine aussagekräftige Kostenbetrachtung durchführen und die Investitionsentscheidung für den Speicher untersuchen zu können, ist eine entsprechende Kostenabgrenzung aller Kostenbestandteile, die dem Speicher zuzuordnen sind, notwendig.

Die Bearbeitung dieses Aspekts hat jedoch gezeigt, dass eine saubere Kostenabgrenzung nur in einem Falle möglich ist: Wenn keine PV-Anlage und keine E-Mobilität betrachtet werden, sondern nur der Speicher allein, welcher durch das Netz geladen wird und in das Gebäude einspeisen kann. So ergibt sich hier als Erlös einzig die jährliche Einsparung durch das peak shaving. Um den Gewinn und somit auch die Amortisationsdauer zu ermitteln, werden die fixen (Annuität) sowie variablen Kosten (insbesondere Speicherverluste) für den Speicher von den Erlösen abgezogen.

Sobald die PV-Anlage, die den Speicher mit Energie versorgt, in das System eingebettet wird, gestaltet sich die Kostenabgrenzung schwieriger. Erhöht sich die Speichernutzung, so steigt

gegebenenfalls der Eigenverbrauchsanteil, wobei zugleich die Einspeisevergütung der PV-Anlage und somit die Erlöse zurückgehen, da sie in den Speicher und nicht in das öffentliche Netz speist. Zusätzlich erwirtschaftet der Speicher Erlöse durch das peak shaving, wenngleich weitere Kosten durch den Eigenverbrauch des EE-Stroms, sowohl auf den Speicher als auch auf die PV-Anlage zurückzuführen, und auch durch Speicherverluste entstehen.

Um diese Problematik zu umgehen, werden die Szenarien - Referenz und oemof - anhand der Gesamtkosten des jeweiligen Systems verglichen. Dabei sind die Systeme bis auf den zusätzlichen Speicher im oemof-Szenario vollkommen identisch. Deshalb wird die Differenz der Gesamtkosten beider Szenarien gänzlich dem Speicher zugeschrieben. Dies beinhaltet sowohl umfänglich die zusätzlichen Kosten, die durch die Speicherinvestition und den Betrieb entstehen, als auch die hinzugewonnenen Erlöse, die der Speichereinsatz mit sich bringt. Der Gewinn, der durch den Speicher erzielt wird und für die Amortisationsrechnung elementar ist, ermittelt sich somit aus der Differenz der Gesamtkosten beider Systeme abzüglich der fixen und variablen Kosten für den Speicher. Damit lässt sich die Amortisationszeit der Investition in den Speicher ermitteln, wie es in Abschnitt 2.8.1 beschrieben wurde.

5 Szenarien und Ergebnisse

Für die zuvor entwickelte Simulation wird nachfolgend die Analyse von fünf erarbeiteten Szenarien dargestellt, um unterschiedliche Ausprägungen von PV- und E-Mobilität im Energiesystem zu untersuchen – sowohl heute als auch in Zukunft (2030). Dabei wird zu jedem der fünf Szenarien, sowohl in der heutigen als auch zukünftigen Betrachtung, ein Referenzszenario ohne Speicher berechnet und die Ergebnisse gegenübergestellt. Jedes Szenario wird anhand eines Modellaufbaus beschrieben und die berücksichtigten Kosten im System für eine möglichst genaue und transparente Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zusammengetragen. Anschließend werden die Simulationsergebnisse für jeden betrachteten Fall dargestellt und beschrieben.

5.1 Szenario I - Keine PV-Anlage oder E-Mobilität

Das erste Szenario beschreibt den Sonderfall, dass weder PV-Anlage noch E-Mobilität vorhanden sind. Der Speicher dient somit rein dem peak shaving. Damit soll untersucht werden, ob das Inkaufnehmen eines höheren Jahresleistungspreises wirtschaftlicher ist als die Investition in einen Speicher. So stehen die Kosten des Jahresleistungspreises der Investition in den Speicher und dessen Betrieb bei der Optimierung gegenüber.

Der Modellaufbau ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Das öffentliche Netz wird über Bus (2) und das lokale Netz, behind the meter, durch Bus (1) modelliert. Als Verbraucher ist die Gebäudelast und als Stromversorger das öffentliche Netz vorhanden. Über Bus (1) kann sowohl das Gebäude als auch der Speicher mit Strom versorgt werden. Der Speicher speist über Bus (1) in das Gebäude. Da die Energie in Leitung 2-1 nur in eine Richtung fließt, kann der Speicher bewusst nicht in das öffentliche Netz zurückspeisen.

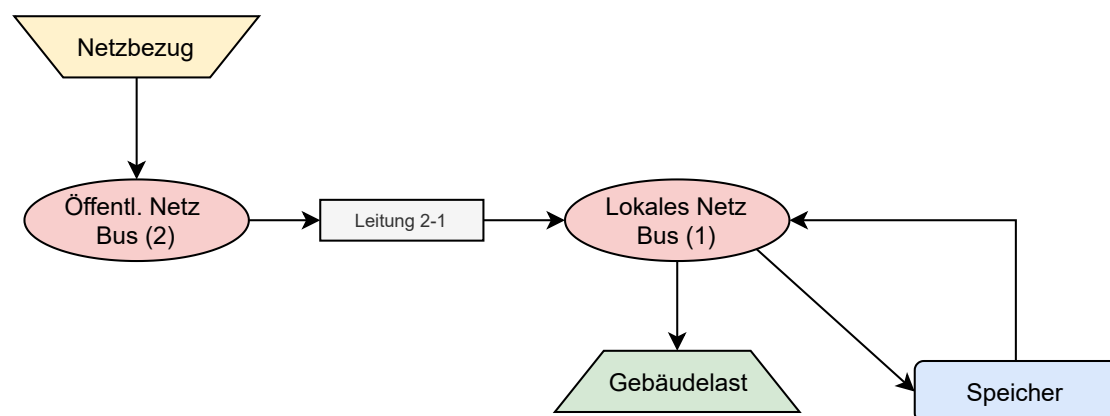


Abbildung 5.1: Modellaufbau Szenario I - Speicher mit Netzbezug

5.1.1 Kostenbestandteile

Wie in Kapitel 4.1.2 dargelegt, müssen zur funktionierenden Auslegung des Speichers variable und fixe Kosten (Investitionen) im Modell hinterlegt werden. Die Speicherkosten werden, wie im selben Kapitel dargelegt, über die Annuität der Investition pro kWh Speicherkapazität eingebunden. Für den Netzbezug wird der normale Strombezugspreis als variabler und der Jahresleistungspreis pro kW als fixer Kostenträger hinterlegt. Speicherverluste lassen sich nicht direkt mit oemof bepreisen, doch werden diese im Nachhinein bei der Ermittlung der Kennzahlen und Gesamtkosten des Systems einberechnet; jede kWh Speicherverlust muss durch das öffentliche Netz ausgeglichen werden und trägt daher den Preis einer kWh Strom aus diesem.

In diesem Szenario fällt für den gesamten Strom, der aus dem öffentlichen Netz zur Deckung der Gebäudelast und zum Laden des Speichers bezogen wird, der normale Strompreis inklusive aller Abgaben und Umlagen an [71]. Beim Einspeichern tritt jedoch die Besonderheit auf, dass - vereinfacht beschrieben - die EEG-Umlage als Strompreisbestandteil wegfällt, jedoch beim Ausspeichern an den Letztverbraucher (das Gebäude) wieder fällig wird, sodass keine Doppelbelastung vorliegt [71]. Auch greift das Eigenverbrauchsprivileg nicht, da keine EE-Erzeugungsanlage vorhanden ist, sodass die EEG-Umlage in voller Höhe zu zahlen ist - siehe Kapitel 2.4.2. Da die Stromsteuer bereits bei der Entnahme aus dem Versorgungsnetz anfällt, ist sie nicht noch einmal bei der Lieferung an den Letztverbraucher zu entrichten [71]. Auch die Netznutzungsentgelte und netzgekoppelten Abgaben und Umlagen werden somit bereits beim Einspeichern entrichtet. Da beim Ausspeichern keine Durchleitung durch das öffentliche Netz stattfindet, fallen diese nicht erneut an [71].

5.1.2 Ergebnisse - 2019 / 2020 und 2030

Die ermittelten Simulationsergebnisse des Referenz- und oemof-Szenarios sind in Tabelle 5.1 sowohl für die Betrachtung des Jahres 2019 / 2020 als auch für die Zukunftsbetrachtung 2030 gegenübergestellt. Der Vergleich zeigt, dass ein Speichereinsatz grundsätzlich erfolgreich simuliert wurde. Die maximale Bezugsleistung aus dem öffentlichen Netz wird durch den Speicher um 16,43 kW reduziert - ein peak shaving findet somit statt. Auffällig dabei ist, dass der Speicher genauso groß wie die Höhe des peak shavings dimensioniert wird. Dies ist auf das festgesetzte 1:1 Verhältnis von Kapazität und Leistung (siehe Kapitel 4.3) bei der Dimensionierung des Speichers zurückzuführen. Zudem ist erkennbar, dass lediglich 2,61 Ladezyklen im Jahr notwendig sind, sodass der Speicher ausschließlich die größten Leistungsspitzen zu wenigen Zeitpunkten im Jahr kappt.

Anhand der wirtschaftlichen Kennzahlen geht hervor, dass sich die Gesamtkosten des Systems für 2019 / 2020 trotz zusätzlicher, einberechneter Kosten für den Speicher um rund 508,90 € reduziert haben. So verbleiben diese als reiner Gewinn, der dem Speicher zugeschrieben werden kann. Aus der Dimensionierung von 16,43 kWh und dem beschriebenen Gewinn resultiert eine Amortisationszeit von 9,84 a. Ein Speicher ist somit in diesem Szenario rentabel, reduziert die Peakleistung und amortisiert sich bereits nach weniger als zehn Jahren.

Tabelle 5.1: Ergebnisse Szenario I - 2019 / 2020 und 2030

Szenario	Referenz 2019 / 2020	oemof 2019 / 2020	Referenz 2030	oemof 2030
Systemkennzahlen				
Energiebedarf _{Gebäude}	519,37 MWh		519,37 MWh	
$P_{max_{Gebäude}}$	213,69 kW		213,69 kW	
Netzbezug	519,37 MWh	519,39 MWh	519,37 MWh	519,39 MWh
$P_{max_{Netzbezug}}$	213,69 kW	197,26 kW	213,69 kW	145,03 kW
Peak shaving von	16,43 kW		68,66 kW	
Jahresbenutzungs- h	2.430 h	2.633 h	2.430 h	3.583 h
Speicherkennzahlen				
Speicherauslegung	-	16,43 kWh	-	379,21 kWh
Anzahl Ladezyklen	-	2,61/a	-	5,95/a
Wirtschaftliche Kennzahlen				
Kosten Netzbezug	113.638,04 €	95.722,91 €	113.638,04 €	95.769,30 €
Kosten Leistungspreis	4.344,37 €	22.773,20 €	4.344,37 €	15.456,09 €
Speicherkosten _{fix_var}	-	728,60 €	-	4.234,94 €
Gesamtkosten	117.982,40 €	117.473,50 €	117.982,40 €	115.460,33 €
Gewinn (Speicher)	-	508,9 €	-	2.522,08 €
Amortisation nach	-	9,84 a	-	10,60 a

Mit Blick auf die Betrachtung des Zukunftsszenarios 2030 fällt auf, dass der Speicher mit 379,21 kWh deutlich größer dimensioniert wird als zuvor. Das peak shaving erhöht sich hierbei auf 68,66 kW. Die große Dimensionierung des Speichers, in Kombination mit dem verglichen zur Kapazität geringen peak shaving sowie lediglich 5,95 Vollzyklen im Betrachtungszeitraum, lässt darauf schließen, dass durch den Speicher hohe Lastspitzen über einen verhältnismäßig lange Zeitraum gedeckt werden. Durch die große Speicherauslegung steigen auch die Kosten für diesen um etwa 3500 €, während sich der Gewinn um rund 2000 € erhöht. Daraus resultiert eine geringfügig längere Amortisationsdauer als in der Betrachtung 2019 / 2020: 10,6 a im Zukunftsszenario 2030.

5.1.3 Sonderfall Jahresbenutzungsstunden

Eine Besonderheit ergibt sich jedoch im Szenario I. Da die Jahresbenutzungsstunden in den Referenzszenarien aus Tabelle 5.1 knapp unter dem Schwellenwert von 2500 h (siehe 4.3) liegen, findet grundsätzlich ein anderer Tarif für den Netzbezug Anwendung als es in der oemof-Betrachtung der Fall ist: Der berücksichtigte Leistungspreis verringert sich von $106,57 \text{ €/kW}_a$ auf $20,33 \text{ €/kW}_a$ und der Arbeitspreis respektive Strompreis erhöht sich um $3,45 \text{ ct/kWh}$ - siehe ebenfalls 4.3. Durch den Einsatz des Speichers und das erfolgte peak shaving fällt das Energiesystem sowohl in den oemof-Szenarien für 2019 / 2020 als auch 2030 in den Tarif über 2500 h und berücksichtigt somit den hohen Leistungspreis und niedrigen Arbeitspreis. So trägt der Speicher in diesem Fall durch die Verringerung der Lastspitzen dazu bei, in den Netz-Tarif zu rutschen, der die größeren Anreize für das peak shaving (die hohen Leistungspreise) bietet.

Dass jeweils das Referenzszenario unter den anderen Netz-Tarif fällt, wirkt sich merklich auf die Wirtschaftlichkeit des Speichers aus. Nimmt man an, dass bei der Berechnung der Referenzszenarien auch der Tarif mit hohem Leistungspreis Anwendung findet - immerhin ist der Schwellenwert nur knapp unterschritten -, resultieren daraus die folgenden wirtschaftlichen Ergebnisse in Tabelle 5.2.

Tabelle 5.2: Alternative Ergebnisse Szenario I - 2019 / 2020 und 2030

Szenario	Referenz 2019 / 2020	oemof 2019 / 2020	Referenz 2030	oemof 2030
Wirtschaftliche Kennzahlen				
Kosten Netzbezug	95.719, 78 €	95.722, 91 €	95.719, 78 €	95.769, 30 €
Kosten Leistungspreis	22.773, 20 €	22.773, 20 €	22.773, 20 €	15.456, 09 €
Speicherkosten _{fix_var}	-	728, 60 €	-	4.234, 94 €
Gesamtkosten	118.492, 99 €	117.473, 50 €	118.492, 99 €	115.460, 33 €
Gewinn (Speicher)	-	1019, 48 €	-	3.032, 66 €
Amortisation nach	-	6, 52 a	-	9, 68 a

Hinweis Die Dimensionierung des Speichers hat sich zu den Ergebnissen aus Tabelle 5.1 nicht verändert. Einzig wurde der andere Netz-Tarif zur Kostenberechnung zu Grunde gelegt.

So zeigt sich, dass die Gewinne in beiden Fällen um etwa 500 € steigen und sich die Amortisationszeiten um 3,32 a beziehungsweise 0,92 a zu den vorherigen Ergebnissen verringern. Diese Auswirkungen sind somit in beiden Betrachtungen, 2019 / 2020 und 2030, zu erkennen, wenngleich sie im Jahr 2019 / 2020 stärker ausfallen. Ungeachtet dessen bringt der Speicher in allen betrachteten Fällen trotz unterschiedlicher Netz-Tarife Vorteile mit sich und amortisiert sich deutlich vor Ende der erwarteten Lebensdauer von 20 Jahren.

5.2 Szenario II - PV-Anlage und Speicher ohne Netzbezug

In Szenario II wird das Modell des ersten Szenarios um die in der Gewerbeimmobilie vorhandene PV-Anlage erweitert, damit die Integration erneuerbarer Energien nachgebildet werden kann. Um die Energieflüsse übersichtlich halten und bei der Auswertung trennen zu können, wird ein dritter Bus für die PV-Anlage hinzugefügt. Der Modellaufbau des Szenarios ist in Abbildung 5.2 dargestellt.

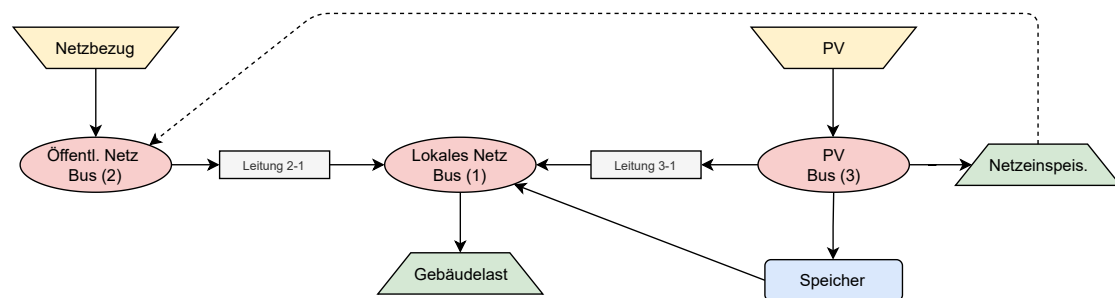


Abbildung 5.2: Modellaufbau Szenario II - PV-Anlage und Speicher ohne Netzbezug

Hinweis Logischerweise müsste die Netzeinspeisung an Bus (2), also an das öffentliche Netz statt an den PV-Bus (3) angebunden sein. Dies würde allerdings die Nachvollziehbarkeit der Energieflüsse signifikant erschweren. Zudem hat dies keine Auswirkung auf die Simulationsergebnisse, da bei der Übertragung zwischen den Bussen und Leitungen keine Verluste auftreten.

Die PV-Anlage kann in das Gebäude oder den Speicher einspeisen oder aber Überschussstrom in das öffentliche Netz, hier als Sink „Netzeinspeisung“ dargestellt, über den PV-Bus (3) abgeben. Besonderes Augenmerk wurde darauf gelegt, dass der Speicher nur durch die PV-Anlage und nicht durch das öffentliche Netz geladen werden kann, um das Eigenverbrauchsprivileg aufrechtzuerhalten. Auch kann der Speicher ausschließlich das Gebäude mit Energie versorgen und nicht in das öffentliche Netz einspeisen. Dies ist darin begründet, dass die Einspeisevergütung keiner tagesabhängigen Schwankung unterliegt und eine Netzeinspeisung des Speichers zum Bezug der EEG-Vergütung - was grundsätzlich möglich wäre - lediglich zu einem zusätzlichen und vermeidbaren Verschleiß des Speichers führen. Auch wären Speicherverluste einzukalkulieren, sodass die Netzeinspeisung zum Erhalt der EEG-Umlage letztendlich nur der PV-Anlage obliegt.

5.2.1 Kostenbestandteile

Auch hier gilt, dass der aus dem öffentlichen Netz bezogene Strom mit dem normalen Strompreis versehen wird. Der Netzeinspeisung wiederum liegt die ermittelte EEG-Einspeisevergütung zu Grunde. Bei Verbrauch des PV-Stroms im Gebäude greift das Eigenversorgungsprivileg, wodurch 40 % der EEG-Umlage auf jede kWh zu zahlen sind. Da auch beim Ausspeisen des PV-Stroms aus dem Speicher an das Gebäude ein Eigenverbrauch vorliegt, reduziert sich auch hier die EEG-Umlage je kWh auf 40 % des ursprünglichen Wertes. Netznutzungsentgelte sowie netzgekoppelte Abgaben und Umlagen fallen weder am Speicher noch an der PV-Anlage an, da das öffentliche Netz nicht zur Durchleitung genutzt wird [71]. Für die Stromsteuer ergibt sich hingegen ein anderer Befreiungstatbestand als im ersten Szenario. So liegt eine Befreiung für an das Gebäude gelieferten Strom aus der PV-Anlage und dem Speicher sowie für den eingespeicherten Strom vor, da es sich um einen Stromverbrauch beziehungsweise eine Stromlieferung von EE-Strom aus Anlagen < 2 MW Leistung im räumlichen Zusammenhang handelt.

Die Kosten für die Jahresbenutzungsstunden pro kW sind in diesem Szenario genauso hinterlegt wie die Investition pro kWh Kapazität für den Speicher in Form der Annuität. Speicherverluste müssen hier ebenso durch Strom aus dem öffentlichen Netz kompensiert werden, sodass sie mit dem normalen Strombezugspreis versehen werden.

5.2.2 Ergebnisse - 2019 / 2020 und 2030

Die Simulationsergebnisse des Szenarios II sind in Tabelle 5.3 dargestellt. Verglichen mit Szenario I, bei dem ohne PV-Anlage eine Netzbezugsleistung von 213,69 kW vorliegt, zeigt sich hier, dass allein das Hinzukommen der PV-Anlage bereits ein signifikantes peak shaving

hervorrufen: um rund 50 kW auf insgesamt 163 kW maximale Netzbezugsleistung im Referenz-Fall. Doch auch hier führt die Nutzung des Speichers zu einem weiteren peak shaving um 16,62 kW. Die ausgelegte Speichergröße gleicht mit 16,62 kWh ebenfalls der Höhe des peak shavings - wie bereits in Szenario I begründet.

Tabelle 5.3: Ergebnisse Szenario II - 2019 / 2020 und 2030

Szenario	Referenz 2019 / 2020	oemof 2019 / 2020	Referenz 2030	oemof 2030
Systemkennzahlen				
Energiebedarf _{Gebäude}	519,37 MWh		519,37 MWh	
P _{max} _{Gebäude}	213,69 kW		213,69 kW	
PV Erzeugung	110,41 MWh		110,41 MWh	
Eigenverbrauchsanteil	90,60 %	91,85 %	90,60 %	96,39 %
Einspeisung _{öff. Netz}	10,36 MWh	8,89 MWh	10,36 MWh	3,56 MWh
Netzbezug	419,32 MWh	417,96 MWh	419,32 MWh	412,95 MWh
P _{max} _{Netzbezug}	163 kW	146,38 kW	163 kW	125,46 kW
Peak shaving von	16,62 kW		37,55 kW	
Jahresbenutzungs- <i>h</i>	2.572 h	2.855 h	2.572 h	3.292 h
Speicherkennzahlen				
Speicherauslegung	-	16,62 kWh	-	112,87 kWh
Anzahl Ladezyklen	-	87,08/a	-	67,91/a
Wirtschaftliche Kennzahlen				
Kosten Netzbezug	77.280,04 €	77.029,19 €	77.280,04 €	76.105,83 €
Kosten Leistungspreis	17.371,26 €	15.600,07 €	17.371,26 €	13.369,89 €
Speicherkosten _{fix_var}	-	753,15 €	-	1323,35 €
Kosten Eigenverbr.	2563,36 €	2598,23 €	1.520,80 €	1.617,65 €
Einspeisevergütung _{pv}	(-) 1013,87 €	(-) 870,32 €	(-) 590,30 €	(-) 203,15 €
Gesamtkosten mit Rückfluss	96.200,78 €	95.110,31 €	95.581,80 €	92.213,56 €
Gewinn (Speicher)	-	1090,48 €	-	3.368,24 €
Amortisation nach	-	6,28 a	-	4,02 a

Ebenfalls sticht der hohe Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage mit 90,6 % im Referenz- und 91,85 % im oemof-Szenario heraus. Dies ist auf die in Relation zum Gesamtverbrauch des Gebäudes kleine PV-Anlage zurückzuführen. Zusätzlich zum peak shaving trägt der Speicher geringfügig zur Eigenverbrauchserhöhung bei, wenngleich nur um 1,25 %. Zudem liegt die Anzahl jährlicher Ladezyklen bei etwa 87 und hat sich somit im Vergleich zu Szenario I, mit 2,6 Ladezyklen, vervielfacht. Dies spricht ebenfalls dafür, dass der Speicher zum Eigenverbrauch der PV-Anlage beigetragen hat.

Die Gesamtkosten fallen im Szenario 2019 / 2020 mit rund 96.200 € (Referenz) beziehungsweise 95.110 € (oemof) geringer als in Szenario I aus, da hier die PV-Anlage - zumindest im Modell kostenfreie - zusätzliche Energie bereitstellt. Als weiterer Kostenträger kommt ab diesem Szenario der Eigenverbrauch des PV-Stroms hinzu: 40 % der EEG-Umlage pro verbrauchter Kilowattstunde Strom. Die zusätzlichen Kosten durch den Speicher liegen aufgrund der ähnlichen Dimensionierung etwa auf dem Niveau der Ergebnisse des ersten Szenarios. Durch den Gewinn von 1090,48 € ergibt sich eine Amortisationszeit von 6,28 a für den Speicher. Auch hier zeigt sich, dass der Einsatz eines Speichers wirtschaftliche Vorteile und

geringere Kosten des Gesamtsystems mit sich bringt.

Die Ergebnisse des Szenarios 2030 folgen dem Trend, dass ein Speichereinsatz in dieser Konstellation wirtschaftlich sinnvoll ist - in Zukunft sogar noch eher. Insbesondere durch die niedrigeren Speicherkosten, aber auch durch die geringere Einspeisevergütung der PV-Anlage, erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil gegenüber dem Referenzszenario um nahezu 5,8 %. Auch steigt das peak shaving auf 37,55 kW. Die Speicherdimensionierung fällt mit etwa 113 kWh deutlich größer aus als in der Betrachtung 2019 / 2020. Zudem entspricht die Dimensionierung des Speichers hier nicht mehr der Höhe des peak shavings. So ist zu erkennen, dass der Speicher, wurde er im Szenario 2019 / 2020 vorwiegend zum peak shaving genutzt, im Szenario 2030 zudem stärker zur Eigenverbrauchserhöhung beiträgt.

Durch den höheren Eigenverbrauchsanteil und das stärkere peak shaving verringern sich die Gesamtkosten des Systems, trotz in Summe höherer Speicherkosten. So verdreifacht sich der Gewinn, der durch den Speicher erzielt wird, im Vergleich zum Niveau von 2019 / 2020. Trotz des rund siebenfach größeren Speichers reduziert sich die Amortisationszeit im Szenario 2030 auf 4,02 a.

Hinweis Aufgrund der angepassten Annahmen für die zukünftige Betrachtung im Jahre 2030 (siehe Abschnitt 4.3.1) ergeben sich in den Referenzszenarien 2019 / 2020 und 2030 verschieden hohe Kosten für den Eigenverbrauch sowie die PV-Einspeisung trotz identischer Verbrauchs- beziehungsweise Einspeisehöhe.

5.3 Szenario III - PV-Anlage, E-Mobilität ungesteuert und Speicher ohne Netzbezug

Das Szenario III ergänzt das bestehende Szenario II um die Einbindung der E-Mobilität in Form eines zusätzlichen Gesamt-Verbrauchers nach dem Prinzip des ungesteuerten Ladens, dem „dumb charging“. Der Modellaufbau ist in Abbildung 5.3 dargestellt.

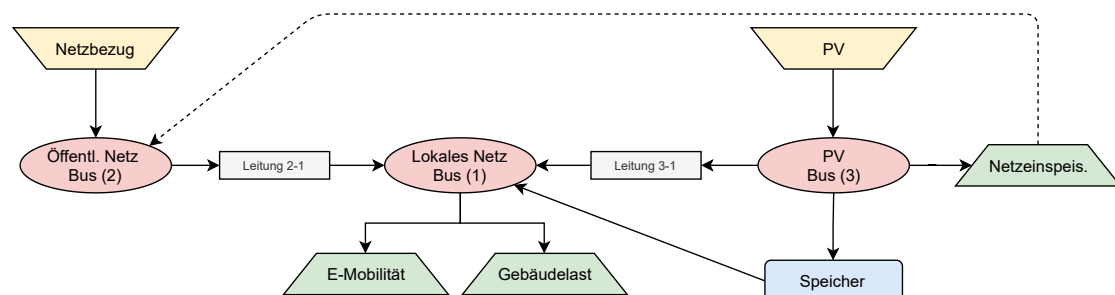


Abbildung 5.3: Modellaufbau Szenario III - PV-Anlage, ungesteuerte E-Mobilität und Speicher ohne Netzbezug

Das Szenario III entspricht in Hinblick auf den Grundaufbau sowie die Energieflüsse vollständig Szenario II, mit der Ausnahme, dass neben dem Gebäudebedarf auch die Energienachfrage der E-Mobilität gedeckt werden muss. Grundsätzlich könnte jede Ladesäule oder jedes Fahrzeug als einzelner Verbrauch in das oemof-Modell implementiert werden. Dies würde jedoch die

Menge an Energieflüssen im System stark erhöhen, worunter die Übersichtlichkeit - auch bei der Datenausgabe - schlussendlich leiden würde. Aus diesem Grund wurde darauf verzichtet und die E-Mobilität gebündelt in einem Verbraucher modelliert.

Hinsichtlich der Kostenbestandteile lassen sich die Ausführungen aus Szenario II gänzlich übertragen.

5.3.1 Ergebnisse - 2019 / 2020 und 2030

Tabelle 5.4 stellt die Ergebnisse des Szenarios III dar. Zunächst ist im Vergleich zu den vorherigen Szenarien die höhere Gesamtlast sowie der höhere Energiebedarf aufgrund der Einbindung der (ungesteuerten) E-Mobilität erkennbar; sie liegt etwa 39 kW höher. Auch hier ist der hohe Eigenverbrauchsanteil des PV-Stromes von über 90 % erkennbar. Der Speicher erhöht den Eigenverbrauchsanteil um rund 2,7 % und verringert die Netzeinspeisung der PV-Anlage um nahezu 46 % von rund 7,2 MWh auf 3,89 MWh.

Tabelle 5.4: Ergebnisse Szenario III - 2019 / 2020 und 2030

Szenario	Referenz 2019 / 2020	oemof 2019 / 2020	Referenz 2030	oemof 2030
Systemkennzahlen				
Energiebedarf _{kombiniert}	559,87 MWh		559,87 MWh	
P _{max} _{kombiniert}	242,62 kW		242,62 kW	
PV Erzeugung	110,41 MWh		110,41 MWh	
Eigenverbrauchsanteil	93,50 %	96,22 %	93,50 %	98,30 %
Einspeisung _{öff. Netz}	7,20 MWh	3,89 MWh	7,20 MWh	1,38 MWh
Netzbezug	456,66 MWh	453,64 MWh	456,66 MWh	451,34 MWh
P _{max} _{Netzbezug}	207,35 kW	154,07 kW	207,35 kW	133,22 kW
Peak shaving von	53,28 kW		74,13 kW	
Jahresbenutzungs- <i>h</i>	2.202 h	3.388 h	2.202 h	2.944 h
Speicherkennzahlen				
Speicherauslegung	-	53,28 kWh	-	124,15 kWh
Anzahl Ladezyklen	-	67,06/a	-	67,74/a
Wirtschaftliche Kennzahlen				
Kosten Netzbezug	99.917,89 €	83.606,05 €	99.917,89 €	83.181,40 €
Kosten Leistungspreis	4.215,39 €	16.419,56 €	4.215,39 €	14.197,51 €
Speicherkosten _{fix_var}	-	2.404,70 €	-	1.460,64 €
Kosten Eigenverbr.	2.644,26 €	2.721,68 €	1.568,80 €	1.649,76 €
Einspeisevergütung _{pv}	(-) 704,74 €	(-) 380,92 €	(-) 410,32 €	(-) 380,92 €
Gesamtkosten mit Rückfluss	106.072,78 €	104.771,07 €	105.291,75 €	100.410,54 €
Gewinn (Speicher)	-	1.301,71 €	-	4.881,21 €
Amortisation nach	-	11,02 a	-	3,2 a

Wie im Szenario zuvor ist zu erkennen, dass die PV-Anlage allein bereits ein signifikantes peak shaving, hier von etwa 35 kW, hervorruft. Während in den Szenarien I und II durch den Speicher ein peak shaving von rund 16 kW erzielt wurde, sind es in diesem Szenario 53,28 kW. Auch hier wird die Speichergöße entsprechend der benötigten Leistung für das peak shaving

auf 53,28 kWh ausgelegt. Die Ladezyklen fallen mit etwa 67 pro Jahr geringfügig niedriger aus als im zweiten Szenario. Dennoch findet eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils verglichen mit Szenario II statt.

Da die E-Mobilität als zusätzlicher, großer Verbraucher hinzu kommt, erhöht sich der Netzbezug und damit auch die Gesamtkosten dieses Szenarios: rund 106.072,78 € im Referenz- und 104.771 € im oemof-Szenario. Trotz des vergleichsweise starken peak shavings liegt der Gewinn, der durch den Speichereinsatz erzielt wird, bei lediglich 1301,71 €; die Speicherkosten hingegen bei 2.404,70 €. Dies ist wie in Szenario I auf die unterschiedlichen Netz-Tarife zurückzuführen, die sich aus den Jahresbenutzungsstunden ergeben. So resultiert aus dieser Kombination eine Amortisationszeit von 11,02 a.

Mit Blick auf die Betrachtung 2030 stellt sich eine Erhöhung des peak shavings auf 74,13 kW sowie des Eigenverbrauchsanteils auf 98,3 % ein. Die Speichergröße erhöht sich dabei auf 124,15 kWh, während die Anzahl an Ladezyklen nahezu identisch bleibt. Hier reduzieren sich die Kosten für den Speicher deutlich während sich durch zuvor genannte Erhöhungen des peak shavings sowie des Eigenverbrauchs die Gesamtkosten gegenüber 2019 / 2020 um rund 4360 € erhöhen. Somit verbleibt 2030 ein Gewinn von 4.881,21 €, was sich in einer Amortisationszeit des Speichers von 3,2 a widerspiegelt. Somit ist eine Speicherinvestitionen in beiden Betrachtungszeiträumen lohnenswert, wenngleich die Vorteile 2030 bedeutend größer ausfallen.

5.3.2 Sonderfall Jahresbenutzungsstunden

Auch hier stellt sich, wie bereits in Szenario I, die Besonderheit ein, dass die Jahresbenutzungsstunden in der Referenzbetrachtung unterschritten werden; mit 2.202 h sind sie sogar deutlicher unterhalb des Schwellenwerts. Der Vollständigkeit halber soll auch hier beleuchtet werden, welchen Einfluss der für das peak shaving vorteilhaftere Tarif mit hohem Leistungspreis auf den Speichereinsatz in diesem Szenario hätte. Daher werden diese alternativen Ergebnisse für die Referenzszenarien 2019 / 2020 und 2030 neu ermittelt und der Tarif, der bei mehr als 2.500 Jahresbenutzungsstunden Anwendung findet, zu grunde gelegt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5.5 dargestellt.

Tabelle 5.5: Alternative Ergebnisse Szenario III - 2019 / 2020 und 2030

Szenario	Referenz 2019 / 2020	oemof 2019 / 2020	Referenz 2030	oemof 2030
Wirtschaftliche Kennzahlen				
Kosten Netzbezug	84.162,99 €	83.606,05 €	84.162,99 €	83.181,40 €
Kosten Leistungspreis	22.097,09 €	16.419,56 €	22.097,09 €	14.197,51 €
Speicherkosten _{fix_var}	-	2.404,70 €	-	1.460,64 €
Kosten Eigenverbr.	2.644,26 €	2.721,68 €	1.568,80 €	1.649,76 €
Einspeisevergütung _{pv}	(-) 704,74 €	(-) 380,92 €	(-) 410,32 €	(-) 380,92 €
Gesamtkosten mit Rückfluss	108.199,61 €	104.771,07 €	107.418,57 €	100.410,54 €
Gewinn (Speicher)	-	3.428,54 €	-	7.008,03 €
Amortisation nach	-	6,36 a	-	2,35 a

Die Gesamtkosten in beiden Referenzszenarien liegen etwa 2.100 € über den ursprünglichen Ergebnissen. Dieser Zuwachs an Gesamtkosten entspricht gleichermaßen der Steigerung des Gewinns. So reduziert sich die Amortisationsdauer für 2019 / 2020 auf 6,36 a und 2030 auf 2,35 a. In beiden Fällen sind somit deutliche wirtschaftliche Vorteile für den Speichereinsatz zu erkennen, wenngleich sich diese in der Betrachtung 2019 / 2020 stärker auswirken.

5.4 Szenario IV - PV-Anlage, E-Mobilität gesteuert und Speicher ohne Netzbezug

Das Szenario IV ist hinsichtlich des Modellaufbaus identisch zu Szenario III. Daher kann Abbildung 5.3 auch auf dieses Szenario übertragen werden. Der Unterschied liegt einzig in der verwendeten Datengrundlage zur E-Mobilität. Während Szenario III die ungesteuerte E-Mobilität beleuchtet und modelliert, ist Szenario IV auf die gesteuerte E-Mobilität ausgelegt. So lassen sich die Kostenbestandteile des vorhergehenden Szenarios entsprechend übertragen.

5.4.1 Ergebnisse - 2019 / 2020 und 2030

Die Ergebnisse des vierten Szenarios sind in Tabelle 5.6 dargestellt.

Tabelle 5.6: Ergebnisse Szenario IV - 2019 / 2020 und 2030

Szenario	Referenz 2019 / 2020	oemof 2019 / 2020	Referenz 2030	oemof 2030
Systemkennzahlen				
Energiebedarf _{kombiniert}	557,86 MWh		557,86 MWh	
P _{max,kombiniert}	214,88 kW		214,88 kW	
PV Erzeugung	110,41 MWh		110,41 MWh	
Eigenverbrauchsanteil	94,3 %	95,46 %	94,3 %	98,85 %
Einspeisung _{öff. Netz}	6,30 MWh	4,92 MWh	6,30 MWh	0,924 MWh
Netzbezug	453,73 MWh	452,45 MWh	453,73 MWh	448,70 MWh
P _{max,Netzbezug}	163 kW	146,38 kW	163 kW	129,52 kW
Peak shaving von	16,62 kW		33,49 kW	
Jahresbenutzungs- <i>h</i>	2.784 h	3.091 h	2.784 h	3.464 h
Speicherkennzahlen				
Speicherauslegung	-	16,62 kWh	-	117,62 kWh
Anzahl Ladezyklen	-	82,36/a	-	51,56/a
Wirtschaftliche Kennzahlen				
Kosten Netzbezug	83.622,07 €	83.395,66 €	83.622,07 €	82.694,53 €
Kosten Leistungspreis	17.371,26 €	15.600,07 €	17.371,26 €	13.802,58 €
Speicherkosten _{fix_var}	-	752,23 €	-	1.361,58 €
Kosten Eigenverbr.	2.667,26 €	2.700,12 €	1.582,45 €	1.658,94 €
Einspeisevergütung _{pv}	(-) 616,85 €	(-) 481,46 €	(-) 359,14 €	(-) 52,68 €
Gesamtkosten mit Rückfluss	103.043,74	101.956,62 €	102.216,63 €	99.464,95 €
Gewinn (Speicher)	-	1.087,12 €	-	2.751,68 €
Amortisation nach	-	6,29 a	-	4,86 a

Der Vergleich mit Szenario III, der ungesteuerten E-Mobilität, zeigt auf, dass sich die maximal anliegende (kombinierte) Last von Gebäude und E-Mobilität durch das gesteuerte Laden um nahezu 28 kW reduziert. Der Eigenverbrauch fällt mit 94,3 % im Referenz-Szenario geringfügig höher und im oemof-Szenario mit 95,46 % geringfügig niedriger verglichen mit Szenario III aus. Deutlich wird, dass das peak shaving, das allein durch die PV-Anlage mit nahezu 52 kW im Referenzszenario hervorgerufen wird, stärker ausfällt als es mit 35 kW in Szenario III der Fall ist. Zugleich sorgt der Speicher für ein geringeres peak shaving von 16,62 kW, sodass sich die maximale Netzbezugsleistung schlussendlich auf 146,38 kW reduziert. Beide Aspekte sind auf das verwendete Prinzip des gesteuerten Ladens zurückzuführen: Da die Lade-strategie für das gesteuerte Laden die vorhandene PV-Erzeugung optimal zum Laden der Fahrzeuge nutzt und Lastspitzen des Gebäudes berücksichtigt werden, werden hohe (kombinierte) Lastspitzen vermieden beziehungsweise verringert und es verbleibt weniger nutzbarer Überschussstrom für den Speicher.

Mit rund 82 Ladezyklen im Jahr ist der jährliche Verschleiß des Speichers in Bezug auf die angenommene Lebensdauer von 7000 Zyklen (siehe Kapitel 4.3) lediglich gering und ein „Überleben“ des Speichers sichergestellt. Trotz des geringeren peak shavings durch den Speicher liegen die Gesamtkosten dieses Systems rund 3000 € unter denen des vorherigen Szenarios mit ungesteuerter E-Mobilität; insbesondere bedingt durch die deutlich niedrigere Netzbezugsleistung schon im Referenzszenario aufgrund des gesteuerten Ladens. Mit einer Speicherdimensionierung von 16,26 kWh und einem Gewinn von etwa 1087 € entsprechen diese Ergebnisse etwa denen der Szenarien I und II. Der Speicher amortisiert sich in diesem Fall nach 6,29 a.

Die Ergebnisse des oemof-Szenarios 2030 in Tabelle 5.6 ähneln stark den Ergebnissen des Szenarios II in Abschnitt 5.2.2. Durch die deutlich niedrigeren Speicherkosten in 2030 erhöht sich die Dimensionierung des Speichers ebenfalls um Faktor sieben auf 117,62 kWh. Die Höhe des peak shavings verdoppelt sich zum Szenario 2019 / 2020 dabei lediglich auf 33,49 kW - trotz deutlich größerer Speicherauslegung. Jedoch steigt der Eigenverbrauchsanteil stärker als zuvor auf 98,85 %. In Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit ist auch hier eine positive Entwicklung zu erkennen. Die Speicherkosten erhöhen sich zwar auf 1.361,58 €, doch sinken zugleich die Gesamtkosten des Systems aufgrund des stärkeren peak shavings und höheren Eigenverbrauchs. Somit steigt der Gewinn in dieser Konstellation für das Jahr 2030 auf 2.751,68 €, woraus eine Amortisationszeit von 4,86 a hervorgeht. Die Installation eines Speichers ist sowohl in der Betrachtung für 2019 / 2020 als auch für 2030 sinnvoll, doch amortisiert sich dieser im Zukunftsszenario rund 1¹/₂ a eher.

5.5 Szenario V - PV-Anlage, E-Mobilität gesteuert und Speicher mit Netzbezug

Szenario V stellt eine geringfügige Abwandlung des vierten Szenarios dar, bei dem ebenfalls die „smarte“ E-Mobilität eingebunden wird. Hier soll der Fall betrachtet werden, dass der Speicher sowohl über die PV-Anlage als auch über das öffentliche Netz geladen werden

kann, um unter anderem Versorgungssicherheit und zuverlässiges peak shaving im Falle lang anhaltender PV-Erzeugungsflauten zu gewährleisten. Der Modellaufbau ist nachfolgend in Abbildung 5.4 dargestellt.

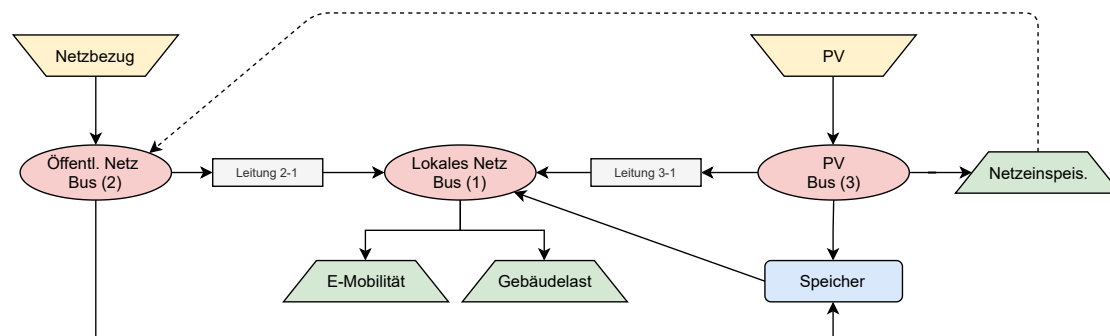


Abbildung 5.4: Modellaufbau Szenario V - PV-Anlage, gesteuerte E-Mobilität und Speicher mit Netzbezug

Hinweis Auch hier wurde für den Anschluss des öffentlichen Netzes an den Speicher ein Umweg gewählt. Normalerweise müsste die Speicherladung durch das öffentliche Netz über den Bus (2), dann über die Leitung 2-1 und anschließend über Bus (1) laufen. Jedoch wäre dann nicht mehr nachvollziehbar, welche Komponente den Speicher letztendlich geladen hat. Daher wird der Speicher direkt an den Bus (2) angebunden, was sich wie im Falle der anderen Szenarien nicht auf das Simulationsergebnis auswirkt.

5.5.1 Kostenbestandteile

Der potenziell zuverlässigere Einsatz des Speichers geht in diesem Szenario zu Lasten der Kosten des Gesamtsystems. Dadurch, dass der Speicher sowohl durch die PV-Anlage als auch durch das öffentliche Netz geladen werden kann und die Energieherkunft somit nicht mehr abgrenzbar ist, fällt sämtlicher aus dem Speicher an einen Letztverbraucher gelieferter Strom - auch der erneuerbare Anteil - unter die Kategorie „Grau-“ beziehungsweise „Mischstrom“ [71]. Dadurch ist das Eigenverbrauchsprivileg nicht mehr anwendbar und die EEG-Umlage auf den gesamten ausgespeicherten Strom in voller Höhe zu zahlen [71]. Dies stellt den größten Nachteil dieser Auslegung dar.

Beim Laden des Speichers durch die PV-Anlage fallen keine der Abgaben und Umlagen an. Da das öffentliche Netz auch hier nicht zur Durchleitung benutzt wird, fallen beim Entladen des Speichers und bei der Stromlieferung aus der PV-Anlage an einen Letztverbraucher keine Netzentgelte und netzgekoppelten Abgaben und Umlagen an. [71] Bei Stromlieferung aus der PV-Anlage an einen Letztverbraucher ist das Eigenversorgungsprivileg weiterhin anzuwenden und die Reduzierung der EEG-Umlage auf 40 % gegeben [71].

Bei der Stromlieferung aus dem Speicher an den Letztverbraucher fällt vermutlich für den Anteil des PV-Stroms die Stromsteuer in voller Höhe und für den Anteil des Netzstroms keine Stromsteuer an - dieser Fall ist rechtlich nicht bestimmt, sodass nur Annahmen getroffen werden können [71]. Sofern sich der Strom messtechnisch abgrenzen lässt, ist die Stromsteuer

wahrscheinlich nur für den ausgespeicherten Strom, der zuvor aus der PV-Anlage bezogen wurde, zu entrichten [71]. Da unklar ist, ob eine solche Abgrenzung überhaupt messtechnisch möglich ist, wird das Anfallen der Stromsteuer für den gesamten ausgespeicherten Strom im modellierten Szenario angenommen.

5.5.2 Ergebnisse - 2019 / 2020 und 2030

Für die Beschreibung der Resultate des Szenarios V, in Tabelle 5.7 zu sehen, lassen sich die Ergebnisse aus Szenario IV teilweise übertragen. So sind die Referenzszenarien und deren Ergebnisse identisch.

Tabelle 5.7: Ergebnisse Szenario V - 2019 / 2020 und 2030

Szenario	Referenz 2019 / 2020	oemof 2019 / 2020	Referenz 2030	oemof 2030
Systemkennzahlen				
Energiebedarf _{kombiniert}	557,86 MWh		557,86 MWh	
P _{max} _{kombiniert}	214,88 kW		214,88 kW	
PV Erzeugung	110,41 MWh		110,41 MWh	
Eigenverbrauchsanteil	94,3 %	94,29 %	94,3 %	94,29 %
Einspeisung _{öff. Netz}	6,30 MWh	6,30 MWh	6,30 MWh	6,30 MWh
Netzbezug	453,73 MWh	453,75 MWh	453,73 MWh	453,78 MWh
P _{max} _{Netzbezug}	163 kW	146,03 kW	163 kW	146,03 kW
Peak shaving von	16,97 kW		28,28 kW	
Jahresbenutzungs- <i>h</i>	2.784 h	3.107 h	2.784 h	3.368 h
Speicherkennzahlen				
Speicherauslegung	-	16,97 kWh	-	63,14 kWh
Anzahl Ladezyklen	-	2,99/a	-	7,37/a
Wirtschaftliche Kennzahlen				
Kosten Netzbezug	83.622,07 €	83.625,40 €	83.622,07 €	83.630,99 €
Kosten Leistungspreis	17.371,26 €	15.562,53 €	17.371,26 €	14.357,54 €
Speicherkosten _{fix_var}	-	752,64 €	-	705,83 €
Kosten Eigenverbr.	2.667,26 €	2.669,45 €	1.582,45 €	1.598,65 €
Einspeisevergütung _{pv}	(-) 616,85 €	(-) 616,85 €	(-) 359,14 €	(-) 359,14 €
Gesamtkosten mit Rückfluss	103.043,74	101.993,18 €	102.216,63 €	99.933,87 €
Gewinn (Speicher)	-	1.050,56 €	-	2.282,77 €
Amortisation nach	-	6,53 a	-	3,44 a

Das peak shaving durch den Speicher erhöht sich hier zwischen Referenz- und oemof-Szenario nur geringfügig von 16,26 kW (Szenario IV) auf 16,97 kW und die Speicherdimensionierung entsprechend auf 16,97 kWh. Jedoch verringert sich der Eigenverbrauchsanteil hier zum ersten mal - um 0,01 %. Grund dafür ist, dass der Speicher durch oemof ausschließlich über das öffentliche Netz geladen wird und nicht - wie theoretisch möglich - auch durch die PV-Anlage. Dies ist auf die hinterlegten Kosten in oemof zurückzuführen, sodass es während der Optimierung im Hinblick auf die Gesamtkosten des Systems aus Sicht des Solvers sinnvoller ist, den Speicher nur über das Netz und nicht über die PV-Anlage zu laden.

Während im Szenario IV eine Eigenverbrauchserhöhung mit entsprechend hoher Anzahl an Ladezyklen durch den Speicher stattgefunden hat, fällt in diesem Szenario auf, dass der Speicher - wie in Szenario I - lediglich dem peak shaving der größten Leistungsspitzen dient und somit lediglich drei Ladezyklen pro Jahr aufweist.

Da die Referenzszenarien von Szenario IV und V identisch sind, unterscheiden sich auch die Gesamtkosten nicht. Es ist jedoch für die Betrachtung 2019 / 2020 zu erkennen, dass sich die Gesamtkosten im oemof-Szenario V dem oemof-Szenario IV gegenüber minimal, um etwa 37 € erhöht haben; wobei der Speicher in Szenario IV durch die PV-Anlage und in Szenario V durch das öffentliche Netz versorgt wurde. Dementsprechend hat sich der Gewinn (des Speichers) um diese 37 € verringert, woraus eine Amortisationszeit von 6,53 a hervorgeht.

Mit Blick auf das Jahr 2030 sind auch in Szenario V einige Entwicklungen zu erkennen. Besonders hervorzuheben ist, dass der Speicher weiterhin nur durch das öffentliche Netz geladen wird. Die Höhe des peak shavings reduziert sich bei der 2030 Betrachtung auf 28,28 kW, während der Speicher mit 63,14 kWh wie in Szenario II und IV entsprechend größer ausfällt als die Höhe des peak shavings. Trotzdem ergeben sich mit 7,37 nur wenige Ladezyklen für das Jahr, was dafür spricht, dass nur die größten Lastspitzen gedeckt werden und kein regelmäßiger Einsatz des Speichers stattfindet. Trotz deutlich größerer Speicherdimensionierung verringern sich die Kosten für diesen gegenüber 2019 / 2020. Zugleich ist in Hinblick auf die Gewinne geringfügig mehr als eine Verdopplung zu erkennen, woraus eine Amortisationszeit von 3,44 a resultiert, was nahezu einer Halbierung der Zeit verglichen mit 2019 / 2020 entspricht.

Hinweis Ob noch weitere Faktoren dazu beigetragen haben, dass der Speicher nur durch das öffentliche Netz und nicht auch durch die PV-Anlage geladen wurde, lässt sich nicht ergründen.

6 Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse

Im vorigen Kapitel 5 wurden die Simulationsergebnisse der fünf entwickelten Szenarien sowohl für die heutige (2019 / 2020) als auch für die zukünftige Betrachtung (2030) ermittelt und beschrieben. In diesem Kapitel werden diese Ergebnisse gegenübergestellt und bewertet und ein Fazit für den heutigen und zukünftigen Speichereinsatz gezogen. Abschließend werden die Simulation sowie die Ergebnisse kritisch betrachtet.

6.1 Gewerbespeichereinsatz heute (2019 / 2020)

Die Ergebnisse des Kapitels 5 für die Betrachtung „heute“ haben gezeigt, dass ein Speichereinsatz in allen betrachteten Konstellationen bereits heutzutage wirtschaftlich sein kann - beziehungsweise in allen Szenarien ist - und die Gesamtkosten des Systems reduziert. Dies geht jeweils mit einem erfolgten peak shaving und einer Erhöhung des Eigenverbrauchs einher; der Speicher kann, bis auf Szenario I und V, nur durch die PV-Anlage geladen werden, was den Eigenverbrauch unweigerlich erhöht.

6.1.1 Speicherdimensionierung und Vergleich der Systemkennzahlen

Die Speicherdimensionierungen liegen in den Szenarien I (keine PV, keine E-Mobilität), II (PV, keine E-Mobilität), IV (PV mit E-Mobilität gesteuert) und V (PV mit E-Mobilität gesteuert und zusätzliche Speicherladung durch das öffentliche Netz) im gleichen Rahmen zwischen 16 kWh bis 17 kWh - dies entspricht jeweils der Höhe des erfolgten peak shavings in kW. Heraus sticht Szenario III (PV mit E-Mobilität ungesteuert) mit einer optimalen Speichergröße von 53,28 kWh. Dies ist auf die höhere Gesamtlast des Systems und ein damit verbundenes stärkeres peak shaving zurückzuführen, welche durch die ungesteuerte E-Mobilität hervorgerufen wird.

Auffällig ist zudem die grundsätzlich geringe Auslastung des Speichers. Besonders in den Szenarien I und V dient der Speicher nur zur Deckung weniger Lastspitzen im Jahr und kommt somit auf weniger als drei Vollzyklen. Hier wird der Speicher jedoch ausschließlich über das öffentliche Netz versorgt und dient somit rein dem peak shaving. In den restlichen Szenarien wird der Speicher über die PV-Anlage geladen, woraus 67 - 87 Vollzyklen als auch eine geringfügige Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils resultiert: um 1,16 % in Szenario IV, 1,25 % in Szenario II sowie um 2,72 % in Szenario III - letzteres aufgrund der größeren Speicherdimensionierung. In allen Referenz- und oemof-Szenarien mit PV-Anlage fallen die

sehr hohen Eigenverbrauchsanteile von über 90 % auf, die auf die kleine Dimensionierung der PV-Anlage im Vergleich zum Gebäudeverbrauch respektive zur Gebäudelast zurückzuführen sind.

6.1.2 Wirtschaftlichkeit

Die Höhe des Gewinns gegenüber dem Referenzfall rangiert in allen Szenarien von 508,90 € (Szenario I), zwischen 1000 € und 1100 € (Szenario II, IV und V) bis hin zu 1301,71 € (Szenario III). Die Amortisationszeit liegt dabei zwischen 6,28 a bis 6,53 a (Szenarien II, IV und V), 9,84 a (Szenario I) sowie 11,02 a (Szenario III). Die nahezu identischen Gewinne sowie Speichergrößen in den Szenarien II, IV und V erklären die ähnlichen Amortisationszeiten. Trotz des hohen peak shavings in Szenario III führt die vergleichsweise große Speicherauslegung zu höheren Kosten, sodass sich der Speicher hier am langsamsten amortisiert. Dennoch lässt sich zusammenfassen, dass sich der Speicher in grundsätzlich allen Szenarien deutlich vor Ende der Lebenszeit beziehungsweise des Betrachtungszeitraumes von 20 a amortisiert hat - insbesondere in den Szenarien II, IV und V. Hinzu kommt, dass sich die Kosten nach der Amortisationszeit um die Abschreibung reduzieren, sodass die Gewinne entsprechend höher ausfallen.

Eine Besonderheit tritt in Szenario I und III auf. In beiden Fällen wird im Referenzfall der Schwellenwert der Jahresbenutzungsstunden unterschritten - in Szenario I sehr knapp -, so dass der Netzbezugstarif mit niedrigem Leistungspreis Anwendung findet. In beiden Fällen haben sich dadurch die Gesamtkosten des Referenzfalles verringert, wodurch auch der verbliebene Gewinn im oemof-Szenario entsprechend gesunken ist. Dies hat sich in beiden Szenarien entsprechend negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Speichers ausgewirkt. Zugleich lässt sich jedoch festhalten, dass der Speicher dazu beigetragen hat und dazu beitragen kann, in den Netztarif mit hohem Leistungspreis zu rutschen, in dem die Anreize für das peak shaving durch einen fünffach höheren Leistungspreis bedeutend größer sind. Würde der Tarif mit hohem Leistungspreis in beiden Fällen theoretisch Anwendung finden, ergäbe sich für Szenario I ebenfalls eine Amortisationszeit von 6,52 a und für Szenario III 6,36 a. Auffällig ist daher, dass die Amortisationszeit des Speichers in allen Szenarien innerhalb vorgenannter Spanne zwischen 6,28 – 6,53 a liegen würde.

In Hinblick auf die Gesamtkosten des Systems sind signifikante Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien zu erkennen. Während das Referenzszenario in Szenario I ohne PV-Anlage auf Gesamtkosten von 117.982,40 € kommt, führt allein das Hinzukommen der PV-Anlage in Szenario II zu einer Kostenreduktion um nahezu 22.000 € (pro Jahr) auf insgesamt 96.200,87 €; die PV-Anlage allein bewirkt ein peak shaving von 51,88 kW und reduziert den Netzbezug um rund 100 MWh verglichen mit Szenario I. Zieht man die Stromgestehungskosten der PV-Anlage davon ab (bei konservativen 8 ct/kWh [47] rund 8.832,72 €), ergeben sich immernoch Kosteneinsparungen von 12.984,81 €.

Durch die hinzukommende ungesteuerte E-Mobilität ergeben sich im Referenzszenario des Szenarios III Gesamtkosten von 106.072,78 €, während es bei der gesteuerten E-Mobilität in Szenario IV und V 103.043,74 € sind. Dies zeigt, dass allein durch das intelligente Laden

der E-Fahrzeuge im Betrachtungsfall rund 3000 € pro Jahr eingespart werden können. Der simulierte Speichereinsatz trägt schlussendlich in jedem Szenario erfolgreich dazu bei, die Gesamtkosten weiter um die zuvor genannten Gewinne zu reduzieren.

6.2 Gewerbespeichereinsatz in Zukunft (2030)

Die Betrachtung der Ergebnisse für den zukünftigen, simulierten Speichereinsatz im Jahr 2030 zeigt, dass ein Speicher auch in Zukunft eine sinnvolle Ergänzung zum Energiesystem darstellt und ein wirtschaftlicher Nutzen noch stärker als heutzutage gegeben ist.

6.2.1 Speicherdimensionierung und Vergleich der Systemkennzahlen

Abbildung 6.1 zeigt, dass die Speicherdimensionierung in allen Szenarien im Vergleich zur Betrachtung „heute“ deutlich größer ausfällt.

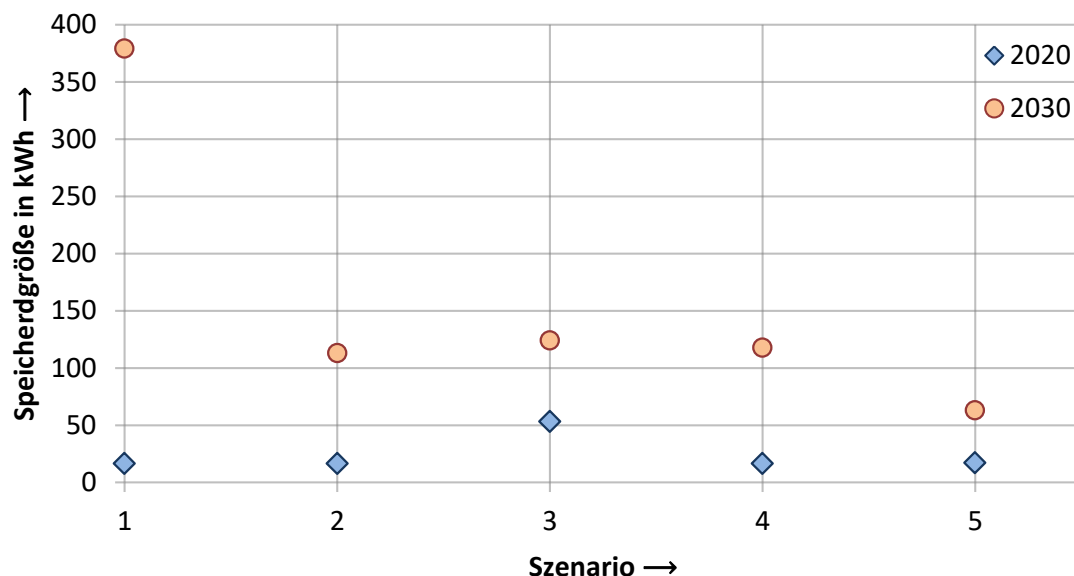


Abbildung 6.1: Speicherdimensionierung je Szenario, 2019 / 2020 und 2030

Der geringste prozentuale Zuwachs ist in Szenario III zu verzeichnen. Dort hat sich die Speichergröße etwas mehr als verdoppelt, auf 124,15 kWh; jedoch lag die Speicherauslegung zuvor schon weit über dem Durchschnitt. In Szenario V ist eine Steigerung um etwa Faktor 3,7 auf 63,14 kWh gegeben. In den Szenarien II und IV steigt die Speicherauslegung um etwa Faktor sieben auf 112,87 kWh beziehungsweise 117,62 kWh. Einen Sonderfall stellt Szenario I dar, in dem sich die optimierte Speichergröße um Faktor 23 auf 379,21 kWh erhöht. Der starke Zuwachs bei der ausgelegten Speichergröße ist insbesondere auf die signifikant gesunkenen Speicherpreise gegenüber dem Niveau 2019 / 2020 zurückzuführen.

Das peak shaving erhöht sich in Szenario I aufgrund des groß dimensionierten Speichers am stärksten auf 68,66 kW. In den Szenarien II und IV ist etwa eine Verdopplung des peak shavings auf 37,55 kW beziehungsweise 33,49 kW gegeben. In Szenario III erhöht sich das

ohnein hohe peak shaving von 53,28 kW (2019 / 2020) auf 74,13 kW, während es in Szenario V auf 28,28 kW steigt. Die Effekte des Speichers haben sich somit in Bezug auf das peak shaving in allen Szenarien verstärkt.

Es fällt auf, dass sich die Speichernutzung in Form der Vollzyklenzahl in den Szenarien I und V - ohne (Nutzung der) PV-Anlage - geringfügig erhöht hat, da mehr peak shaving betrieben wird; dennoch bleibt die Vollzyklenzahl pro Jahr unter zehn. In Szenario II und IV reduziert sich die Zyklenzahl um 20 bis 30 pro Jahr, während sie in Szenario III nahezu identisch zu den Ergebnissen 2019 / 2020 ist. Auffällig dabei ist, dass der Eigenverbrauchsanteil verglichen mit den Ergebnissen „heute“ trotz niedrigerer Zyklenzahl deutlich steigt, was auf die allgemein größere Dimensionierung des Speichers zurückzuführen ist; kombiniert mit der geringeren Einspeisevergütung. In Szenario II - ohne E-Mobilität - zeigt sich der größte Zuwachs beim Eigenverbrauchsanteil mit 5,79 %. Mit hinzukommender ungesteuerter E-Mobilität (Szenario III) liegt die Eigenverbrauchserhöhung bei 4,8 % und mit gesteuerter E-Mobilität (Szenario IV) bei 4,55 % gegenüber dem Referenzszenario. Dennoch ergibt sich in Szenario IV durch das intelligente Laden der E-Fahrzeuge, bei dem die vorhandene Solarenergie optimal ausgenutzt wird, mit 98,85 % der höchste Eigenverbrauchsanteil aller Szenarien.

6.2.2 Wirtschaftlichkeit

Abbildung 6.2 stellt Kosten und Gewinn des Speichers in allen fünf Szenarien für 2019 / 2020 und 2030 dar.

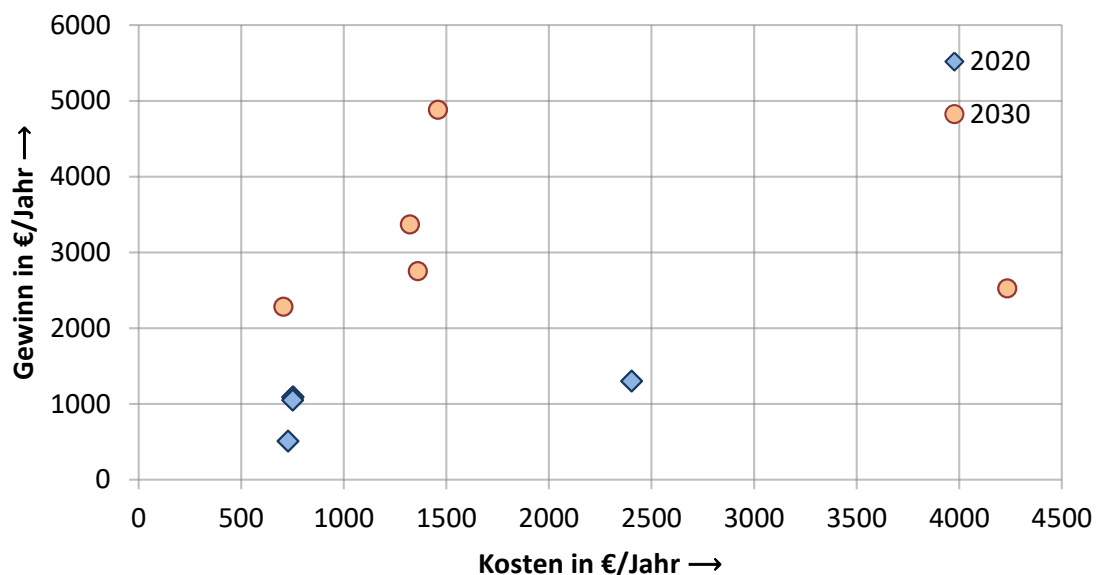


Abbildung 6.2: Kosten und Gewinn des Speichers, 2019 / 2020 und 2030

Dabei ist insbesondere erkennbar, dass die Gewinne in allen Szenarien 2030 deutlich höher ausfallen verglichen mit dem heutigen Niveau. Dies ist sowohl auf die gesunkenen Speicherpreise als auch auf die höheren Einsparungen durch ein stärkeres peak shaving und - sofern vorhanden - höheren Eigenverbrauch der PV-Anlage zurückzuführen.

Somit wirken sich die niedrigeren Preise für Speichersysteme (je kWh Speicherkapazität) entsprechend positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Systeme aus. Dies zeigt auch die Gegenüberstellung von Gewinn und Amortisationszeit des Speichers in der Abbildung 6.3.

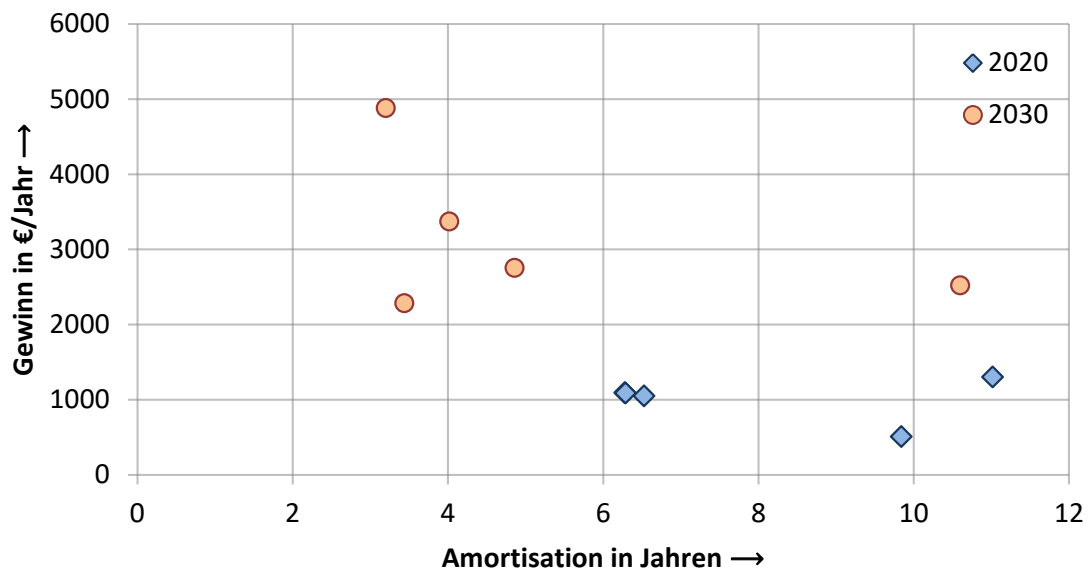


Abbildung 6.3: Amortisation und Gewinn des Speichers, 2019 / 2020 und 2030

Die Amortisationsdauer sinkt gegenüber den Ergebnissen „heute“ um 1,43 a in Szenario IV, 2,26 a in Szenario II und 3,09 a in Szenario V. Aufgrund der immensen Speicherdimensionierung in Szenario I amortisiert sich der Speicher hier mit 10,6 a geringfügig langsamer. Insbesondere Szenario III sticht mit einer Amortisation nach nur 3,2 a heraus, was einer Verkürzung um 7,82 a entspricht. Dabei fallen auch hier erneut die anderen Netz-Tarife in Szenario I und III ins Gewicht. Würde man wieder lediglich den Tarif mit hohem Leistungspreis berücksichtigen, ergäbe sich für Szenario I eine Amortisation nach 9,68 a und in Szenario III nach bereits 2,35 a - in beiden Fällen hätte dies somit einen positiven Einfluss auf den Speichereinsatz. Die niedrigeren Amortisationszeiten sind sowohl auf die mitunter deutlich gestiegenen Gewinne gegenüber 2019 / 2020, von etwa Faktor 2,2 (V), 2,53 (IV), Faktor 3,09 (II) und Faktor 3,75 (III) bis hin zu Faktor 5,0 (I), als auch auf die gesunkenen Speicherkosten zurückzuführen. Dennoch liegen die jährlichen Kosten für das Speichersystem aufgrund der größeren Auslegung, mit Ausnahme der Szenarien III und V, über dem jeweiligen Wert der heutigen Betrachtung.

Die Gesamtkosten aller Szenarien haben sich sowohl in Bezug auf das jeweilige Referenzszenario als auch auf die Ergebnisse 2019 / 2020 weiter verringert. Die Verringerung der Gesamtkosten entspricht exakt den zuvor genannten Gewinnen, die aus dem Speichereinsatz hervorgehen.

6.2.3 Fazit des Speichereinsatzes heute und in Zukunft

Es lässt sich zusammenfassen, dass die Anschaffung eines Speichers, unabhängig davon ob eine PV-Anlage vorhanden ist oder E-Mobilität in das System eingebunden wird, in allen betrachteten Szenarien sowohl heutzutage als auch in Zukunft sinnvoll ist und signifikante wirtschaftliche Vorteile mit sich bringt - in Zukunft sogar noch mehr als heutzutage. Unterschiede machen sich zwischen den Szenarien jedoch hinsichtlich der Höhe des peak shavings sowie des Eigenverbrauchsanteils bemerkbar. Auch variieren Amortisationszeit des Speichers sowie Gesamtkosten des Systems in den untersuchten Konstellationen.

6.3 Kritische Betrachtung

Die Ergebnisse des untersuchten Speichereinsatzes sind durchweg positiv ausgefallen, sodass ein Speicher in jeder betrachteten Konstellation eine sinnvolle, wirtschaftliche Ergänzung darstellt. Doch stößt die Simulation, da es sich um eine Abstraktion der Realität handelt und diverse Annahmen getroffen werden mussten, auch an ihre Grenzen. Bezüglich der ermittelten Ergebnisse sind somit auch kritische Aspekte beziehungsweise Betrachtungsweisen zu berücksichtigen, die nachfolgend beschrieben werden.

6.3.1 Oemof - perfekte Prognose

Mit der oemof-Simulation handelt es sich um eine perfekte Prognose über den gesamten, simulierten Betrachtungszeitraum. Bei der Optimierung des Systems ist somit vorab bekannt, wann wie viel Energie benötigt wird und wie viel Energie beispielsweise die PV-Anlage produzieren wird. Der Speicher wird somit anhand der perfekten Prognose, mit Kenntnis über alle zukünftigen Energieflüsse, ausgelegt und auch nur dann geladen, wenn es notwendig beziehungsweise wirtschaftlich sinnvoll ist. In der Realität treten jedoch auch beispielsweise unvorhergesehene Sonnenflauten oder Leistungsspitzen auf. Da der Speicher durch oemof für genau diesen perfekten Fall ausgelegt wird, sollte die tatsächliche Speichergröße eher etwas größer gewählt werden. Hinzu kommt, dass die Speicherauslegung durch oemof in allen Szenarien Dezimalwerte, beispielsweise 16,43 kWh in Szenario I, annimmt. Dies ist in der Praxis am Markt für Gewerbespeicher eher selten zu finden (siehe Marktübersicht in [63]), entspringt jedoch schlichtweg der Natur der Simulation. Dies stützt den Grundgedanken, dass der Speicher in der Realität eher geringfügig größer ausgelegt werden sollte.

6.3.2 Keine Mehrmieter-Betrachtung

Aufgrund des einschränkenden rechtlichen Rahmens musste die Betrachtung und Simulation der Mehrmieter-Gewerbeimmobilie eingegrenzt werden. Statt der Berücksichtigung der einzelnen Mieter in der Gewerbe-Immobilie wurde das Gebäude innerhalb der Simulation als ein Verbraucher betrachtet. Dies ist auf den herausgearbeiteten Umstand zurückzuführen, dass die Stromlieferung an Mieter im räumlichen Zusammenhang zur Zeit einerseits mit der

vollen EEG-Umlage belastet wird, aber auch die Gefahr einer Gewerbesteuerinfizierung für das Immobilienunternehmen, das das Gewerbegebäude verwaltet, besteht.

Somit wird mit der Simulation und den erstellten Ergebnissen nur eine Gewerbeimmobilie als solche betrachtet, die sich durch den Speicher und die PV-Anlage zusätzlich selbst versorgt. Die Betrachtung und Simulation einzelner Mieter statt der gesamten Gewerbeimmobilie ist mit oemof jedoch grundsätzlich möglich. Diese Betrachtung könnte ab dem nächsten Jahr durch das Inkrafttreten der in Abschnitt 2.6.1 beschriebenen RED II-Richtlinie relevant werden, sodass die Stromlieferung an Mieter noch unter den Eigenverbrauch fällt - und dementsprechend nur die verringerte EEG-Umlage zu zahlen ist. Auch wäre dann die Problematik der Gewerbesteuerinfizierung nicht mehr gegeben, sofern nur wenige Mieter beliefert werden.

6.3.3 Netztarife

Ein grundsätzliches Problem besteht darin, dass die zwei Netzbezugs-Tarife (siehe Kapitel 4.3) nicht gleichzeitig innerhalb der oemof-Simulation untergebracht werden können. Oemof kann die Simulation je Durchlauf dementsprechend nur auf Basis einer der Tarife - als Eingangsparameter - durchführen. Somit kann oemof nicht mit dem „Wissen“, dass es zwei unterschiedliche Tarife gibt, in einen dieser Tarife „hineinoptimieren“, wenn dieser zu niedrigeren Gesamtkosten für das Energiesystem führen würde. Dies könnte eine Hürde für die oemof-Simulation darstellen, wenn trotz der Speicherauslegung der Schwellenwert von 2500 Jahresbenutzungsstunden nicht erreicht wird, somit der Tarif mit niedrigerem Leistungspreis Anwendung findet und die Anreize für das peak shaving daher nicht oder eben deutlich geringer gegeben sind. Dieser Fall trat hier jedoch in keinem Szenario respektive keiner oemof-Simulation auf. Der Schwellenwert, um in den Tarif mit hohem Leistungspreis zu fallen, wurde hier spätestens durch das Hinzukommen des Speichers überschritten.

7 Zusammenfassung und Fazit

Ziel dieser Arbeit war es, den technischen und wirtschaftlichen Einsatz von stationären Energiespeichern in Mehrmieter-Gewerbeimmobilien unter Einbindung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und Elektromobilität zu untersuchen und auszuwerten. Die Untersuchung hat gezeigt, dass diese Thematik aufgrund rechtlicher, wirtschaftlicher und technischer Faktoren sehr komplex ist und für eine Umsetzung viele Aspekte Beachtung finden müssen.

Grundsätzlich kann der Gewerbespeicher in verschiedensten Anwendungsfeldern eingesetzt werden. Die Auswertung der Literaturrecherche hat dabei ergeben, dass für den untersuchten Einsatzzweck im Mehrmieter-Gewerbe zum einen das peak shaving in Frage kommt. Das peak shaving ist das Verringern von Lastspitzen im Gebäude, um den jährlich anfallenden Leistungspreis, der auf der höchsten nachgefragten Leistung aus dem öffentlichen Netz basiert, zu reduzieren. Des Weiteren stellt aber auch die Eigenverbrauchserhöhung des PV-Stroms ein relevantes Anwendungsfeld des Speichers dar.

Die Betrachtung aller verfügbaren Speichertechnologien hat gezeigt, dass die Lithium-Ionen-Akkumulatoren für die genannten Einsatzzwecke heutzutage die sinnvollste Variante darstellen. Durch ihre Merkmale, die höchsten Wirkungsgrade und Energiedichten im Vergleich zu anderen Speichertechnologien bei zugleich hoher Lebensdauer, moderaten Kosten und Wartungsfreiheit, konnten sie in den letzten Jahren den Markt für sich einnehmen. Durch die Kombination dieser technischen und wirtschaftlichen Vorteile stellt sie auch im Rahmen dieser Arbeit das überzeugendste Gesamtpaket dar. In Zukunft können jedoch vor allem Natrium-Schwefel- und Redox-Fluss-Batterien zur Konkurrenz werden. Als weitere zentrale Erkenntnis der Literaturrecherche hat sich herausgestellt, dass sich in den kommenden Jahren für alle Speichertechnologien weitere, starke Kostensenkungen einstellen werden.

Durch die Betrachtung rechtlicher Rahmenbedingungen wurde allerdings deutlich, dass dem Speichereinsatz im konkreten Anwendungs- bzw. Untersuchungsfeld einige rechtliche Hemmnisse und Problematiken im Wege stehen. Speicher werden in Deutschland noch als Letztverbraucher eingestuft. Die damit einhergehende Belastung durch Letztverbraucherabgaben schränkt die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten ein. Jedoch besteht die Möglichkeit der Befreiung von diesen Letztverbraucherabgaben, wenn auf den Netzanschluss des Speichers verzichtet und der Speicher nur über die PV-Anlage geladen wird. Davon ausgenommen ist die EEG-Umlage, für die mit dem Eigenverbrauchsprivileg eine andere Befreiungsmöglichkeit gilt. Dabei wird die EEG-Umlage auf 40 % des ursprünglichen Wertes reduziert. Durch diese Erkenntnisse stellt der Verzicht auf den Netzanschluss des Speichers den sinnvollsten Anwendungsfall dar und wurde daher in der Simulation auch grundsätzlich, bis auf die Sonderfälle Szenario I und V, so umgesetzt. An diesem Punkt kommt jedoch erneut der problematische rechtliche Rahmen zum Tragen: Werden die Mieter der Mehrmieter-Gewerbeimmobilie mit

Strom aus der gewerbeeigenen PV-Anlage beliefert, handelt es sich nach heutiger Rechtslage nicht um einen Eigenverbrauch sondern eine Stromlieferung. Auf diese ist die volle EEG-Umlage zu zahlen. Dies würde die Wirtschaftlichkeit des Speichers entsprechend stark einschränken. Hinzu kommt: Das Immobilienunternehmen, das mit der Verwaltung der Gewerbeimmobilie betraut ist und theoretisch die PV-Anlage und den Speicher betreiben würde, die die Mieter mit Strom versorgen, wird durch die Stromlieferung im Nebengewerbe zum Energieversorgungsunternehmen. Damit läuft das Unternehmen Gefahr, einer Gewerbesteuerinfizierung zu verfallen - dies ist unter allen Umständen zu vermeiden. Das bedeutet, die Versorgung der Mieter durch eine PV-Anlage oder einen Speicher ist heutzutage im Mehrmietergewerbe noch nicht tragfähig. Dies könnte sich jedoch im kommenden Jahr durch eine Gesetzesanpassung ändern.

Allgemein hat die Auswertung der komplexen rechtlichen Rahmenbedingungen dazu geführt, dass das Gewerbegebäude in der Simulation nur als Gesamtes modelliert wurde, ohne Berücksichtigung der einzelnen Mieter.

Um durch die Simulation realitätsnahe Abbildungen schaffen zu können, wurden tatsächliche Erzeugungs- und Lastdaten der PV-Anlage und der Gewerbeimmobilie verwendet. Die Betrachtung unterschiedlicher Ladestrategien der Elektromobilität durch den Einbezug zwei verschiedener Ansätze in die Simulation hat zu zentralen Erkenntnissen geführt. Die Ansätze des ungesteuerten und gesteuerten Ladens wurden hierbei auf die Gewerbeimmobilie zugeschnitten. Grundsätzlich berücksichtigt das gesteuerte Laden die vorhandene PV-Erzeugung und die anliegende Gebäudelast und verschiebt das Laden der Fahrzeuge in Zeiten mit überschüssiger PV-Energie, wohingegen beim ungesteuerten Laden keine Ladestrategie vorliegt. Der erste Vergleich beider Ansätze hat gezeigt, dass beim ungesteuerten Laden kurzzeitige hohe Leistungsspitzen auftreten, die durch das gesteuerte Laden signifikant reduziert werden können. Das gesteuerte Laden kann somit helfen, die Gesamtlast (Gebäude plus E-Mobilität) nicht unnötig in die Höhe zu treiben.

Mit Hilfe des Open Source Frameworks oemof wurde eine Simulationsumgebung geschaffen, mit der der Speichereinsatz unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte simuliert wurde. Die Konzeption fünf unterschiedlicher Szenarien deckt durch die Kombination verschiedener Verbraucher und Erzeuger, speziell Gebäude, PV-Anlage und E-Mobilität eine Vielfalt an Betrachtungsfällen ab. Außerdem konnte durch die Betrachtung der verschiedenen Szenarien die unterschiedliche Ausprägung von erneuerbaren Energieanlagen und E-Mobilität im Energiesystem untersucht und verglichen werden. Szenario I beleuchtet dabei den Fall, dass weder eine PV-Anlage noch E-Mobilität vorhanden sind und der Speicher rein dem peak shaving dient. Szenario II ergänzt das System um eine PV-Anlage zur grundsätzlichen Integration von EE-Anlagen in das System. Die Szenarien III und IV decken die Einbindung und den Vergleich der E-Mobilität auf Basis des ungesteuerten und gesteuerten Ansatzes ab. In Szenario V wird der Grundsatz, auf den Netzanschluss des Speichers zu verzichten, außer Acht gelassen. Der Speicher kann hier sowohl durch die PV-Anlage als auch durch das öffentliche Netz geladen werden, wodurch beim Ausspeichern insbesondere die volle EEG-Umlage fällig ist. Dies deckt den Betrachtungsfall ab, dass ein peak shaving trotz langer Sonnenflauten gewährleistet wird. Zwecks Vergleichbarkeit der Ergebnisse wurde zu jedem

Szenario ein Referenzszenario entwickelt. Zudem wurde die Simulation mit heutigen (2019 / 2020) Annahmen sowie für die Zukunft (2030) durchgeführt.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass ein Speichereinsatz in allen betrachteten Szenarien erfolgreich simuliert wurde. Die Größe des Speichers liegt in der Betrachtung 2019 / 2020 in allen Fällen, mit Ausnahme des Szenarios III mit etwa 53 kWh, zwischen 16 kWh und 17 kWh, was jeweils der Höhe des peak shavings entspricht. Die Gewinne je Szenario liegen im Rahmen von 1000 – 1300 €, ausgenommen Szenario I mit etwa 508 €. Daraus resultieren Amortisationszeiten von 6,2 bis 6,5 Jahren in den Szenarien II, IV und V sowie rund zehn Jahre in Szenario I und 11 Jahre in Szenario III. Die Ausreißer lassen sich dadurch begründen, dass aufgrund der niedrigen Jahresbenutzungsstunden im Referenzszenario ein anderer Netztarif mit niedrigem Leistungspreis Anwendung findet. Durch die kurze Amortisationszeit hat sich der Speicher weit vor Ablauf des Betrachtungszeitraums und der Lebensdauer abbezahlt und fährt ab diesem Zeitpunkt noch größere Gewinne ein. Zudem fiel auf, dass der Speicher aktiv dazu beitragen kann, in den für das peak shaving sinnvolleren Netztarif mit hohen Leistungspreisen eingestuft zu werden.

Bei der Auswertung von insgesamt 14 Preisblättern verschiedener Netzbetreiber aus ganz Deutschland konnte ermittelt werden, dass enorme regionale Unterschiede hinsichtlich der Höhe des Leistungs- und Arbeitspreises vorliegen. So unterscheiden sich die Leistungspreise je nach Bundesland beziehungsweise Region im deutlichsten Fall um mehr als das Dreifache. Dies kann sowohl einen positiven als auch negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Speichers im untersuchten Anwendungsfeld haben, da dieser vom hohen Leistungspreis beim peak shaving profitiert. Für die Betrachtung innerhalb der Simulation wurden daher Mittelwerte für die Netzbezugpreise verwendet.

In der Zukunftsbetrachtung fällt die Speicherdimensionierung in allen Szenarien aufgrund der gesunkenen Speicherkosten deutlich größer aus. Sie steigt je Szenario von etwa Faktor zwei bis hin zu Faktor 23. Zugleich erhöhen sich die Gewinne, da durch den größeren Speicher mehr peak shaving betrieben und der Eigenverbrauch stärker erhöht werden kann. In beinahe allen Szenarien hat sich die Amortisationszeit gegenüber 2019 / 2020 verkürzt und liegt nun unter fünf Jahren. Szenario I hat als einziger Ausreißer aufgrund sehr großer Dimensionierung eine Amortisationszeit von 10,6 Jahren.

Die Ergebnisse der Szenarien haben somit gezeigt, dass ein Speichereinsatz sowohl heute als auch in Zukunft in allen betrachteten Konstellationen, mit und ohne PV-Anlage beziehungsweise E-Mobilität, sinnvoll ist und wirtschaftliche Vorteile mit sich bringt - in Zukunft sogar noch - deutlich - mehr als heute. Markante Unterschiede in der Betrachtung ergeben sich in den verschiedenen Szenarien hinsichtlich der Gesamtkosten, Gewinne, Amortisationszeit, Speichergröße sowie Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils.

Herausstechend war dabei der Vergleich der Gesamtkosten aller Szenarien. Allein durch das Hinzukommen der PV-Anlage in Szenario II konnte die Netzbezugsleistung um mehr als 50 kW reduziert werden, was einen immensen Gesamtkostenunterschied insbesondere zwischen Szenario I und II hervorgerufen hat. Somit trägt die PV-Anlage stärker zum peak shaving bei, als es die Speicher in den meisten Szenarien tun. Trotz herausgerechneter, kon-

servativer Stromgestehungskosten der PV-Anlage führt sie verglichen zu Szenario I allein zu Ersparnissen von nahezu 13.000 € pro Jahr.

Eine weitere Besonderheit ergab sich zwischen den unterschiedlichen Ansätzen zur E-Mobilität. Durch die gesteuerte E-Mobilität konnten vor allem Leistungsspitzen reduziert werden, wohingegen der Eigenverbrauchsanteil in beiden Fällen verbessert wurde. Doch erzielte der Ansatz der gesteuerten E-Mobilität in Szenario IV eine Gesamtkostenersparnis von rund 3000 € verglichen mit dem ansonsten identischen ungesteuerten Ansatz - sowohl 2019 / 2020 als auch 2030. Die Ersparnis fällt somit in der Auswertung dieser Arbeit größer aus als die durch den Speicher erzielten Gewinne in den betrachteten Szenarien 2019 / 2020. In der Zukunftsbetrachtung 2030 übersteigen jedoch die durch den Speicher erzielten Gewinne die Kostenersparnis zwischen den beiden E-Mobilitäts-Ansätzen. So lässt sich zusammenfassen, dass das gesteuerte verglichen mit dem ungesteuerten Laden der Elektrofahrzeuge im Gewerbe ebenfalls signifikante wirtschaftliche Vorteile mit sich bringt.

Insgesamt gibt es für die Erkenntnisse der Simulation trotz nachgewiesener Effizienz und Rentabilität durch den derzeitigen rechtlichen Rahmen zumindest für Mehrmieter-Gewerbeimmobilien noch kein tragbares Anwendungskonzept. Für den in der Simulation angenommenen Fall, dass es sich um ein Gewerbegebäude ohne Berücksichtigung der Mieter handelt, würden die Erkenntnisse jedoch auch jetzt schon bedingt Anwendung finden. Durch eine Gesetzesanpassung könnten die Erkenntnisse in den kommenden Jahren zusätzlich auf Mehrmieter-Gewerbeimmobilien übertragen werden.

Hierbei ist jedoch anzumerken, dass es sich in der Arbeit um eine exemplarische Modellierung zur Abschätzung des Einsatzes und der Wirtschaftlichkeit eines Speichers im (Mehrmieter-) Gewerbe handelt. Um eine Allgemeingültigkeit dieser Simulation zu gewährleisten, müsste sie in weiterführenden Arbeiten unter anderen Anwendungsfällen überprüft werden. Dies beinhaltet beispielsweise weitere beziehungsweise andere repräsentative Lastprofile im Gewerbe sowie unterschiedliche Ausprägungen und Größen von PV und E-Mobilität im System.

Unabhängig von den komplexen rechtlichen Rahmenbedingungen und der exemplarischen Modellierung können die Modelle in Zukunft gerade in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und das Wachstum der E-Mobilität interessant sein. Für Unternehmen könnte die Investition in einen Speicher somit eine attraktive Möglichkeit darstellen, insbesondere die jährlichen Leistungspreise und damit auch Kosten zu reduzieren und PV-Anlagen und E-Mobilität verträglich in das Energiesystem einzubetten und damit zur Energiewende beizutragen.

8 Ausblick

Im Rahmen der Arbeit wurde gezeigt, dass es heute aufgrund des hemmenden rechtlichen Rahmens kein tragbares Konzept für Speicher in Mehrmieter-Gewerbeimmobilien gibt. Dies ist besonders bedingt durch die strikte Eigenverbrauchsdefinition und die Gewerbesteuerinfizierung. Im Laufe des kommenden Jahres 2021 könnte sich diesbezüglich jedoch eine Änderung einstellen, wie es in Abschnitt 2.6.1 beleuchtet wurde. Durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II auf EU-Ebene wird das Konzept der Eigenversorgung neu geregelt und gestärkt [17]. Diese EU-Richtlinie ist in Deutschland bis Juni 2021 umzusetzen [17]. So würde in Zukunft auch die Stromlieferung an Mieter in der Gewerbeimmobilie unter das Eigenverbrauchsprivileg fallen [17]. Dies führt zu entscheidenden Vorteilen: Die EEG-Umlage würde in diesem Fall auf 40 % reduziert werden. Zudem könnte eine geforderte „De-minimis-Regelung im EnWG“ [16] bewirken, dass die Immobiliengesellschaften selbst bei der Stromlieferung an Mieter nicht Gefahr laufen als Energieversorgungsunternehmen eingestuft zu werden. Dadurch würde eine Gewerbesteuerinfizierung verhindert und es müssten keine zusätzlichen Betreibergesellschaften für PV-Anlagen und Speicher gegründet werden.

Das entwickelte Simulationsprogramm ist somit grundsätzlich vorbereitet, um eine Betrachtung von mehreren Mietern zu implementieren. Dafür müssten statt des Gesamtgebäudes lediglich mehrere Verbraucher, sprich die Mieter, in die Simulation eingebettet und repräsentative Lastgänge für den zukünftigen Leistungsbedarf hinterlegt werden.

Auch wurde in Abschnitt 2.4.1 herausgearbeitet, dass der Speicher derzeit als Letztverbraucher eingestuft und aus diesem Grund mit Letztverbraucherabgaben belastet wird. Vielfach wird gefordert, dass diese Einstufung aufgehoben und der Speicher als vierte Säule des Energiesystems definiert wird [77, 78, 79]. Konkrete rechtliche Anpassungen sind diesbezüglich allerdings noch nicht bekannt. Jedoch könnte sich eine Änderung des rechtlichen Rahmens in dieser Hinsicht durch das Wegfallen von Letztverbraucherabgaben - besonders wenn der Speicher an das öffentliche Netz angeschlossen ist - positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken.

Eine weitere Überlegung, die sich aus den gegenübergestellten Ergebnissen der Abschnitte 6.1 und 6.2 ergeben hat, ist, dass die Wirtschaftlichkeit des Speichers durch den Einbezug in weitere Anwendungsfelder weiter gesteigert werden kann. Aus diesen Ergebnissen gehen die niedrigen Vollzyklenzahlen pro Jahr hervor: Die Spanne variiert dabei von etwa drei bis zu 87 Vollzyklen pro Jahr. Dabei rechnet man in Deutschland für Solarstromspeicher üblicherweise mit einer Vollzyklenzahl von 230 pro Jahr [69]. In dieser Untersuchung wird die in Relation zum vorhandenen Energie- und Leistungsbedarf kleine Auslegung der PV-Anlage durch die 100 kW_p-Grenze (siehe Abschnitt 2.5.2) zur festen EEG-Einspeisevergütung hervorgerufen. Aus der vergleichsweise kleinen PV-Anlage resultiert letztendlich die niedrige

Anzahl an Vollzyklen des Speichers, da der Eigenverbrauchsanteil bereits extrem hoch ist. In anderen Konstellationen, in denen eine größere Dimensionierung der PV-Anlage möglich ist, könnte der Speicher somit noch stärker zur Eigenverbrauchserhöhung beitragen. In diesem Falle könnte auch die Zahl der Vollzyklen über das Niveau der entwickelten Ergebnisse steigen. Auch könnte der Speicher neben dem Einsatz zum hier betrachteten peak shaving und zur Eigenverbrauchserhöhung in anderen Bereichen dazu beitragen, die Amortisationszeit weiter zu verkürzen: Zum Beispiel, indem er als Notfallgenerator zur Verfügung steht und dem Unternehmen ein gewisses Maß an zusätzlicher Sicherheit gewährleistet. Oder aber indem der Speicher, sofern eine Netzanbindung wie in Szenario I und V sowie ein zeitabhängiger Stromtarif vorhanden ist, besonders zu Zeiten eines günstigen Strompreises geladen wird. Denn hierdurch könnten die Netzbezugskosten weiter reduziert und die Amortisationszeit ebenfalls verkürzt werden.

Zudem kommen in der Realität noch weitere Betrachtungsfälle in Frage. In dieser Arbeit wurde eine fixe PV-Erzeugung betrachtet, da die PV-Anlage bereits im Gebäude vorhanden ist. In anderen Fällen, in denen noch keine PV-Anlage vorliegt, bietet es sich an, den Speicher kombiniert mit der PV-Anlage zu optimieren. Auch dies ist mit der geschaffenen Simulation grundsätzlich mit minimaler Anpassung möglich.

Literaturverzeichnis

- [1] AGORA ENERGIEWENDE UND AURORA ENERGY RESEARCH: *65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg. Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel.* https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/65_EE_und_Kohleausstieg/142_Stromsektor-2030_65-Prozent-EE-und-schrittweiser-Kohleausstieg_WEB.pdf, Oktober 2018. – Abgerufen am 21.04.2020
- [2] AMIRANTE, Riccardo ; CASSONE, Egidio ; DISTASO, Elia ; TAMBURRANO, P.: Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies. In: *Energy Conversion and Management* 132 (2017), 01, S. 372–387. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.046>. – DOI 10.1016/j.enconman.2016.11.046
- [3] AVACON: *Preisblätter - Netzentgelte Strom.* https://www.avacon-netz.de/content/dam/revu-global/avacon-netz/documents/ReVU-Netz/Netzinformationen/Netzentgelte/Strom2019/avang_strom_01012019preisblaetterstand14122018.pdf, Dezember 2018. – Abgerufen am 09.04.2020
- [4] BAYERNWERK: *Preisblatt Netzentgelte Strom.* https://www.bayernwerk-netz.de/content/dam/revu-global/bayernwerk-netz/files/netz/netzzugang/netzentgelttestrom/20181212_bage_preisblaetterstrom2019gesamtneu.pdf, 2019. – Abgerufen am 09.04.2020
- [5] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017).* https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html, Juli 2014. – Abgerufen am 14.02.2020
- [6] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: *Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen.* <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/>, August 2016. – Abgerufen am 03.05.2020
- [7] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND NUKLEARE SICHERHEIT (BMU): *Klimaschutzbericht 2017.* https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutzbericht_2017_aktionsprogramm.pdf, Juni 2018. – Abgerufen am 14.10.2019
- [8] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND NUKLEARE SICHERHEIT (BMU): *Klimaschutzplan 2050.* https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU

- [/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf](#), Februar 2019. – Abgerufen am 16.10.2019
- [9] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Ladesäulenverordnung - LSV*. <https://www.gesetze-im-internet.de/lsv/BJNR045700016.html>, März 2016. – Abgerufen am 07.02.2020
- [10] BUNDESNETZAGENTUR: *Fördersätze für PV-Anlagen. Anzulegende Werte für Solaranlagen Februar bis April 2020*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html;jsessionid=76367FB7B4556BD4DD73BEE8C01DBDC4, Februar 2020. – Abgerufen am 24.02.2020
- [11] BUNDESREGIERUNG: *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*. https://www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2016-08/np_09_bmu_bf.pdf, 2009. – Abgerufen am 15.10.2019
- [12] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW): *BDEW-Strompreisanalyse Juli 2019 - Haushalte und Industrie*. Juli 2019
- [13] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW): *BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020 - Haushalte und Industrie*. https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf, Januar 2020. – Abgerufen am 24.02.2020
- [14] CONSENTEC: *Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt*. <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung>, Februar 2014. – Abgerufen am 27.02.2020
- [15] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA): *Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende. Teil A: Übergeordnete Erkenntnisse und Empfehlungen*. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena_UrbEW_Abschlussbericht_Teil_A.pdf, 2019. – Abgerufen am 12.12.2019
- [16] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA): *Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende. Teil B: Katalog der Handlungsoptionen und Praxiserfahrungen*. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena_UrbEW_Abschlussbericht_Teil_B.pdf, 2019. – Abgerufen am 12.12.2019
- [17] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA): *Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende. Teil C: Gutachterliche Ausarbeitung zu regulatorischen Herausforderungen*. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena_UrbEW_Abschlussbericht_Teil_C.pdf, 2019. – Abgerufen am 12.12.2019
- [18] DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT (DLR): *Smartes Energiemanagement - Projektvorstellung EMGIMO*. https://www.dlr.de/dlr/jobs/desktopdefault.aspx/tabid-10816/1442_read-29411/, o.J.. – Abgerufen am 15.10.2019
- [19] DOEMEN, Rainer: *Infektionsgefahr*. <https://www.pv-magazine.de/2011/12/01/infektionsgefahr/>, Dezember 2011. – Abgerufen am 11.04.2020

- [20] EAM NETZ: *Preisblatt Netzentgelte Strom (gültig ab 01.01.2020)*. https://www.eam-netz.de/fileadmin/user_upload/Ueber_Uns/Netzinformation/Netzentgelte/strom/Netzentgelte_Preisblatt_Strom_2020_EAM_Netz.pdf, 2020. – Abgerufen am 09.04.2020
- [21] E.DIS: *Preisblätter Netzentgelte Strom der E.DIS Netz GmbH*. https://www.e-dis-netz.de/content/dam/revu-global/e-dis-netz/dokumente/Preisblaetter_Netzentgelte_Strom_20200101.pdf, 2020. – Abgerufen am 09.04.2020
- [22] ELECTRIC VEHICLE DATABASE: *Energy consumption of full electric vehicles*. <https://ev-database.org/cheatsheet/energy-consumption-electric-car>, 2020. – Abgerufen am 11.04.2020
- [23] EMGIMO: *EMGIMO Homepage*. <https://www.emgimo.eu/index.php/project-scope>, 2019. – Abgerufen am 18.10.2019
- [24] ENKHARDT, Sandra: *Kurzanalyse: Com-Metering warnt vor überhöhten Gebühren für RLM-Zähler*. <https://www.pv-magazine.de/2019/03/29/kurzanalyse-com-metering-warnt-vor-ueberhoehten-gebuehren-fuer-rlm-zaehler/>, März 2019. – Abgerufen am 03.05.2020
- [25] EVI ENERGIEVERSORGUNG HILDESHEIM: *Preisblatt Netzentgelte Strom der EVI Energieversorgung Hildesheim GmbH & Co. KG. Gültig ab 01.01.2019*. <https://www.evi-hildesheim.de/evi/netz/Netz-Technik/Netzzugang/Netzzugang-Strom/Netzentgelte-Strom/20181217-Preisblatt-NNE-Strom-2019.pdf>, 2018. – Abgerufen am 09.04.2020
- [26] EWR NETZE: *Netzentgelte Strom ab 01.01.2019*. https://www.ewr-netz.de/fileadmin/data/downloads/Unternehmen/Veroeffentlichungspflichten/Netzkosten/Preisblaetter/Strom/2019/20190101_NG_S_144_0119_Preisblatt_19_endguelte.pdf, 2019. – Abgerufen am 09.04.2020
- [27] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ARBEITSWIRTSCHAFT UND ORGANISATION (IAO): *LamA - Laden am Arbeitsplatz*. <https://www.lama.zone/>, . – Abgerufen am 29.02.2020
- [28] FRAUNHOFER ISE: *Jährlicher Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland*. https://www.energy-charts.de/ren_share_de.htm?source=ren-share&period=annual&year=all, Oktober 2019. – Abgerufen am 18.10.2019
- [29] FUCHS, Georg ; LUNZ, Benedikt ; LEUTHOLD, Matthias ; SAUER, Dirk: *Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität*. September 2012
- [30] FUHS, Michael: *Die Speicher kommen*. In: *pv magazine* (2012), Oktober. – Abgerufen am 10.04.2020
- [31] GEHRLEIN, Thorsten ; SCHULTES, Bernhard: *Praxishandbuch Ladesäulen-Infrastruktur*. Independently published, 2017. – ISBN 1521300070
- [32] GRAULICH, Kathrin ; BAUKNECHT, Dierk ; HEINEMANN, Christoph ; HILBERT, Inga ; VOGEL, Moritz ; SEIFRIED, Dieter ; ALBERT-SEIFRIED, Sebastian: *Einsatz und*

- Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen. 2018. – Forschungsbericht
- [33] GROTTFKE, Matthias ; TELLE, Jan-Simon ; FERCHL, Nicolai: *EMGIMO Neue Energieversorgungskonzepte für Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien*. https://www.emgimo.eu/attachments/article/17/EM_VOE04_HR_Energiewendebauen_20190122.pdf, Januar 2019. – Abgerufen am 17.10.2019
- [34] HELD, Joachim ; MANNSDÖRFER, Adrian: *Der weite Begriff der Kundenanlage in § 3 Nr. 24 a EnWG: Garant oder Hemmnis eines wirksamen Wettbewerbs?* <https://www.roedl.de/de-de/de/medien/publikationen/fachaufsaetze/energiewirtschaft/documents/weite-begriff-kundenanlage-held-mannsd%C3%B6rfer.pdf>, März 2018. – Abgerufen am 12.12.2019
- [35] HENTUNEN, Ari ; ERKKILÄ, Ville ; JENU, Samppa: *INVADE. Smart system of renewable energy storage based on integrated EVs and Batteries to empower mobile, distributed and centralised energy storage in the distribution grid*. <https://h2020invade.eu/wp-content/uploads/2017/05/D6.1-Storage-system-dimensioning-and-design-tool.pdf>, Juni 2017. – Abgerufen am 08.11.2019
- [36] HOCHSCHULE FÜR TECHNIK UND WIRTSCHAFT BERLIN (HTW): *Unabhängigkeitsrechner*. <https://pvspeicher.htw-berlin.de/unabhaengigkeitsrechner/>, . – Abgerufen am 29.04.2020
- [37] HUESO, Karina B. ; ARMAND, Michel ; ROJO, Teófilo: High temperature sodium batteries: status, challenges and future trends. In: *Energy & Environmental Science* 6 (2013), Nr. 3, S. 734. <http://dx.doi.org/10.1039/c3ee24086j>. – DOI 10.1039/c3ee24086j
- [38] IERIDES, Marcos ; VALLE, Ricardo del ; FERNANDEZ, David ; BAX, Laszlo ; JACQUES, Philippe ; STASSIN, Fabrice ; MEEUS, Marcel: *Advanced Materials for Clean and Sustainable Energy and Mobility / Energy Materials Industrial Research Initiative (EMIRI)*. Version: 2019. [https://emiri.eu/uploads/content_files/65/value_file/EMIRI%20Technology%20Roadmap%20-%20September%202019%20\(cond\).pdf](https://emiri.eu/uploads/content_files/65/value_file/EMIRI%20Technology%20Roadmap%20-%20September%202019%20(cond).pdf). 2019. – Forschungsbericht
- [39] INES RUTSCHMANN: *FINANZTIP - Sonnenstrom im Akku speichern*. <https://www.finanztip.de/photovoltaik/stromspeicher/>, März 2020. – Abgerufen am 29.04.2020
- [40] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA): *BATTERY STORAGE FOR RENEWABLES: MARKET STATUS AND TECHNOLOGY OUTLOOK*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf, Januar 2015. – Abgerufen am 07.12.2019
- [41] KAIRIES, Kai-Philipp: *Auswirkungen dezentraler Solarstromspeicher auf Netzbetreiber und Energieversorger*, RWTH Aachen, Diss., 2019
- [42] KAIRIES, Kai-Philipp: *Market and technology development of stationary battery storage systems in Europe*. <https://www.energy-storage.news/blogs/market-a>

nd-technology-development-of-stationary-battery-storage-systems.
Version: Oktober 2019

- [43] KARLSRUHER INSTITUT FÜR TECHNOLOGIE (KIT): *Mobilitätsdaten von E-Pkw Nutzern des Feldversuchs im Projekt iZEUS mit Tabletunterstützung*
- [44] KASCHUB, Thomas: Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung. (2017). <http://dx.doi.org/10.5445/IR/1000071612>. – DOI 10.5445/IR/1000071612
- [45] KASCHUB, Thomas ; JOCHEM, Patrick ; FICHTNER, Wolf: Solar energy storage in German households: profitability, load changes and flexibility. In: *Energy Policy* 98 (2016), nov, S. 520–532. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.09.017>. – DOI 10.1016/j.enpol.2016.09.017
- [46] KOMARNICKI, Przemyslaw ; HAUBROCK, Jens ; STYCZYNSKI, Zbigniew A.: *Elektromobilität und Sektorenkopplung*. Springer Berlin Heidelberg, 2018. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-56249-9>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-56249-9>
- [47] KOST, Christoph ; SHAMMUGAM, Shivenes ; JÜLCH, Verena ; NGUYEN, Huyen-Tran ; SCHLEGL, Thomas: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE_2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, März 2018. – Abgerufen am 03.01.2020
- [48] KURZWEIL, Peter ; DIETLMEIER, Otto K.: *Elektrochemische Speicher*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-21829-4>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-21829-4>
- [49] LIU, Mingming ; MCNAMARA, Paul ; SHORTEN, Robert ; MCLOONE, Seán: Residential electrical vehicle charging strategies: the good, the bad and the ugly. In: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 3 (2015), may, Nr. 2, S. 190–202. <http://dx.doi.org/10.1007/s40565-015-0122-2>. – DOI 10.1007/s40565-015-0122-2
- [50] LUTHANDER, Rasmus ; WIDÉN, Joakim ; NILSSON, Daniel ; PALM, Jenny: Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. In: *Applied Energy* 142 (2015), mar, S. 80–94. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2014.12.028
- [51] MORRISON FOERSTER: *Gewerbesteuerbefreiung für Immobilien erträge bei mittelbar über Personengesellschaften verwaltetem Grundbesitz*. <https://www.mofo.com/resources/insights/190507-german-tax-alert.html>, 2020. – Abgerufen am 11.04.2020
- [52] NATIONALE PLATTFORM ELEKTROMOBILITÄT (NPE): *Fortschrittsbericht 2018 - Markthochlaufphase*. http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2018_barrierefrei.pdf, Mai 2018. – Abgerufen am 16.10.2019

- [53] NATIONALE PLATTFORM ZUKUNFT DER MOBILITÄT (NPM): *Sofortpaket Ladeinfrastruktur 2019*. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2019/03/lay_NPM_210x297_AG5_ladeinfra_9.pdf, März 2019. – Abgerufen am 29.02.2020
- [54] NEMHAUSER, George ; WOLSEY, Laurence: *Integer and Combinatorial Optimization*. John Wiley & Sons, Inc., 1988. <http://dx.doi.org/10.1002/9781118627372>. <http://dx.doi.org/10.1002/9781118627372>
- [55] NETZE ewa: *Preissystem für die Nutzung von Strom. Preisblatt ab 01.01.2020*. <http://www.ewa-netze.de/de/Netznutzer/Stromnetz1/Netzzugang-Entgelte1/Preisblatt-fuer-Netzentgelte-Strom-zum-01.01.2020-Stand-Dezember.pdf>, Dezember 2019. – Abgerufen am 09.04.2020
- [56] NEW NETZ: *Preisblatt Netznutzung Strom. Gültig ab 01.01.2019*. https://www.new-netz.de/fileadmin/user_upload/new-netz-gmbh.de/Dokumente/Marktpartner/Preisblatt/2019_Preisblatt_Netznutzung_Strom.pdf, 2019. – Abgerufen am 09.04.2020
- [57] OEMOF-DEVELOPER-GROUP: *oemof documentation*. <https://oemof.readthedocs.io/en/stable/>, . – Abgerufen am 08.03.2020
- [58] OEMOF-DEVELOPER-GROUP: *oemof documentation - PDF*. <https://buildmedia.readthedocs.org/media/pdf/oemof/latest/oemof.pdf>, November 2020. – Abgerufen am 07.03.2020
- [59] ÖKO-INSTITUT E.V.: *Beratungstool Batteriespeicher*. <https://www.ecotopten.de/sites/default/files/Beratungstool-Batteriespeicher.xlsm>, 2018. – Abgerufen am 29.04.2020
- [60] PASCHOTTA, Rüdiger: *Registrierende Leistungsmessung*. https://www.energie-lexikon.info/registrierende_leistungsmessung.html, Januar 2013. – Abgerufen am 03.05.2020
- [61] PERO, Claudio D. ; ASTE, Niccolò ; PAKSOY, Halime ; HAGHIGHAT, Fariborz ; GRILLO, Samuele ; LEONFORTE, Fabrizio: Energy storage key performance indicators for building application. In: *Sustainable Cities and Society* 40 (2018), jul, S. 54–65. <http://dx.doi.org/10.1016/j.scs.2018.01.052>. – DOI 10.1016/j.scs.2018.01.052
- [62] PHOTOVOLTAIK.ORG: *Stromspeicher*. <https://www.photovoltaik.org/photovoltaikanlagen/stromspeicher>, . – Abgerufen am 29.04.2020
- [63] PV MAGAZINE: *Marktübersicht große Batteriespeicher. Stand März 2020*. <https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/grosse-batteriespeicher/>, März 2020. – Abgerufen am 13.04.2020
- [64] RALON, Pablo ; TAYLOR, Michael ; ILAS, Andrei ; DIAZ-BONEAND, Harald ; KAIRIES, Kai-Philipp: *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf. Version: 2017

- [65] RALPHS, Ted: *COIN-OR and the COIN-OR Optimization Suite*. <https://coral.is.e.lehigh.edu/~ted/files/coin-or/slides/COINIntro.pdf>, Oktober 2018. – Abgerufen am 10.05.2020
- [66] RICHARDSON, David B.: Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19 (2013), mar, S. 247–254. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.042>. – DOI 10.1016/j.rser.2012.11.042
- [67] SCHLESWIG-HOLSTEIN NETZ AG: *Preisblätter vorläufige Netzentgelte Strom*. https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Schleswig-Holstein-Netz/Netzentgelte/Strom/Allgemeine-Netzentgelte/2020_netzentgelte/SHNG_vorl%C3%A4ufige%20Preisbl%C3%A4tter_ab_01.01.2020.pdf, 2019. – Abgerufen am 09.04.2020
- [68] SCHMIEGEL, Armin U.: Die Leiden des Alters. In: *pv magazine* (2014), Februar. – Abgerufen am 09.04.2020
- [69] SCHMIEGEL, Armin U.: *Energiespeicher für die Energiewende*. Hanser, Carl GmbH + Co., 2019 https://www.ebook.de/de/product/35187832/armin_u_schmiegel_energiespeicher_fuer_die_energiewende.html
- [70] SIEG, Mirco: *Gewerbespeicher: Starkes Wachstum Behind-The-Meter erwartet*. <https://www.pv-magazine.de/2019/03/06/gewerbespeicher-starkes-wachstum-behind-the-meter-erwartet/>, März 2019. – Abgerufen am 29.04.2020
- [71] SPEULDA, Martin: *Vermerk zum Einsatz von Stromspeichern in Kundenanlagen. Beantwortung der Forschungsfragen von Keno Oltmanns*. März 2020
- [72] STADTWERKE DETMOLD: *Preisblatt 1: Netznutzung Strom*. <https://www.stadtwerke-detmold.de/Kopfnavigation/Netze/Stromnetz/Netzzugang-Entgelte/Netzzugang-Entgelte/Preisblatt-2020-vorlaeufig-Netznutzung-Strom-Stadtwerke-Detmold.pdf>, 2019. – Abgerufen am 09.04.2020
- [73] STADTWERKE GEORGSMARIENHÜTTE: *Preisblatt Netznutzung der Stadtwerke Georgsmarienhütte Netz GmbH gültig ab 01.01.2020*. [PreisblattNetznutzungderStadtwerkeGeorgsmarienh~A\T1\OetteNetzGmbHg~A\T1\Oeltigab01.01.2020](https://www.stadtwerke-georgsmarienhuette.de/Netze/Stromnetz/Netzzugang-Entgelte/Preisblatt-2020-vorlaeufig-Netznutzung-Strom-Stadtwerke-Georgsmarienhuette-Netz-GmbH-gueltig-ab-01.01.2020.pdf), 2020. – Abgerufen am 09.04.2020
- [74] STADTWERKE JENA NETZE: *Entgelte für die Nutzung der Netzinfrastruktur der Stadtwerke Jena Netze für Netzanschlussstellen mit registrierender 1/4-h-Leistungsmessung. Gültig ab 01. Januar 2020*. [Entgeltef~A\T1\OErDieNutzungderNetzinfrastrukturderStadtwerkeJenaNetze~A\T1\OErNetzanschlussstellenmitregistrierender1/4-h-Leistungsmessung](https://www.stadtwerke-jena.net/Netze/Stromnetz/Netzzugang-Entgelte/Entgelte-fuer-die-Nutzung-der-Netzinfrastruktur-der-Stadtwerke-Jena-Netze-fuer-Netzanschlussstellen-mit-registrierender-1-4-h-Leistungsmessung), 2020. – Abgerufen am 09.04.2020
- [75] STEENS, Thomas: *Lastprognosen zur Einbindung von Elektromobilität in das Energiemanagement von Bestandsgebäuden*, Technische Universität Braunschweig, Diplomarbeit, 2019
- [76] STENZEL, Peter ; LINSSEN, Jochen ; ROBINIUS, Martin ; STOLTEN, Detlef ; GOTTKE,

- Valeska ; TESCHNER, Helena ; VELTEN, Alexa ; SCHÄFER, Frank: Energiespeicher. In: *BWK: das Energie-Fachmagazin* 71 (2019), 06, S. 33–48
- [77] STENZEL, Peter ; LINSSEN, Jochen ; STEMMER, Stefanie ; ROBINIUS, Martin ; STOLTEN, Detlef ; GOTTKE, Valeska ; TESCHNER, Helena: Energiespeicher. In: *BWK: das Energie-Fachmagazin* 70 (2018), 05
- [78] STERNER, M. ; ECKERT, F. ; THEMA, M. ; BAUER, F.: *Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung*. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/BEE_HM_FENES_Kurzstudie_Der_positive_Beitrag_von_Batteriespeichern_2015.pdf, 2015. – Abgerufen am 25.10.2019
- [79] STERNER, Michael (Hrsg.) ; STADLER, Ingo (Hrsg.): *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Berlin Heidelberg, 2017. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-48893-5>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-48893-5>
- [80] SWM INFRASTRUKTUR: *Anlage a zu Netznutzungsvertrag Strom - Preisblätter*. <https://www.swm-infrastruktur.de/dam/swm-infrastruktur/dokumente/strom/netzzugang-bedingungen/netznutzungsvertraege/nnv-anlage-a-preisblaetter.pdf>, 2020. – Abgerufen am 09.04.2020
- [81] ULRICH SCHAEFER (IBS ENERGIE): *Vorlesung ZEUS 2018 / 2019 - Investitionsrechnung*
- [82] VARTA: *Varta Berechnungstool*. <https://www.varta-storage.com/de/varta-berechnungstool>, . – Abgerufen am 29.04.2020
- [83] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK, ELEKTRONIK UND INFORMATIONSTECHNIK (VDE): *VDE-AR-N 4105. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. November 2018
- [84] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK, ELEKTRONIK UND INFORMATIONSTECHNIK (VDE) FNN: *FNN Hinweis. Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz. Praxisnahe Definition verschiedener Anschlussvarianten*. April 2019
- [85] WEN, Zhaoyin: Study on Energy Storage Technology of Sodium Sulfur Battery and it's Application in Power System. In: *2006 International Conference on Power System Technology*, IEEE, oct 2006
- [86] WENIGER, Johannes ; TJADEN, Tjarko ; QUASCHNING, Volker: Sizing of Residential PV Battery Systems. In: *Energy Procedia* 46 (2014), S. 78–87. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.160>. – DOI 10.1016/j.egypro.2014.01.160
- [87] WESTNETZ: *Entgelte für Netznutzung*. <https://iam.westnetz.de/-/media/westnetz/documents/ueber-westnetz/unser-netz/netzentgelte-strom/preisblaetter/preisblaetter-westnetz-strom-2020.pdf?la=de-DE&hash=3EB64B73405DE1B68F3FA166BCFF00C3F2B152BB>, 2020. – Abgerufen am 09.04.2020
- [88] YANG, Yuqing ; BREMNER, Stephen ; MENICTAS, Chris ; KAY, Merlinde: Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review. In:

- Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (2018), aug, 109–125. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.047>. – DOI 10.1016/j.rser.2018.03.047
- [89] ZAHORANSKY, Richard (Hrsg.): *Energietechnik*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-21847-8>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-21847-8>
- [90] ZAPF, Martin: *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Gabler, Betriebswirt.-Vlg, 2017 <https://www.springer.com/de/book/9783658150723>

Anhang

-

Inhalt des Datenträgers

- Simulationsprogramm
- Grafiken
- Thesis in PDF-Form
- Auswertung der Jahresleistungspreise